

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

«На правах рукопису»

УДК 621.316

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ А.А. МАРЧЕНКО

«10» грудня 2020 р.

Магістерська дисертація

на здобуття ступеня магістра

**за освітньо-професійною програмою «Управління, захист та
автоматизація енергосистем»**

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

на тему: «Релейний захист підстанції напругою 110/10 кВ»

Виконав:

студент VI курсу, групи ЕК-з91мп

Дібров Віталій Валерійович

Науковий керівник:

Ст. викл., к.т.н. Нестерко Артем Борисович

Консультант з охорони праці:

д.т.н., професор, Третьякова Лариса Дмитрівна

Консультант з стартап-проекту:

Ст. викл, Бахмачук Сергій Васильович

Рецензент:

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць
інших авторів без відповідних
посилань.

Студента _____

Київ – 2020 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ А. А. МАРЧЕНКО

«10» грудня 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Діброву Віталію Валерійовичу

1. Тема дисертації «Релейний захист підстанції напругою 110/10 кВ», науковий керівник дисертації Нестерко Артем Борисович, старший викладач, к.т.н., затверджені наказом по університету від «29» жовтня 2020р. №3160-с
2. Термін подання студентом дисертації: 10.12.2020 року
3. Об'єкт дослідження: релейний захист підстанції «Політехнічна» напругою 110/10 кВ
4. Вихідні дані: схема підстанції 110/10 кВ.
5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1. Вибір основного обладнання ПС 110/10 кВ. 2. Розрахунок струмів КЗ. 3. Вибір основних електричних апаратів та елементів ПС. 4. Вибір основного захисту трансформатора. 5. Опис мікропроцесорного пристрою SIPROTEC 7UT613. 6. Розрахунок диференційного захисту трансформатора.
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1) Головна схема електричних з'єднань підстанції 110/10 кВ. 2) Розміщення захистів на підстанції 110/10 кВ. 3) Схема підключення захистів. 4) Розрахунок уставок диференційного захисту. Завдання уставок. 5) Обладнання підстанції 110/10 кВ. Розрахунок струмів КЗ. 6) Оперативні кола змінного струму. Кола сигналізації. 7) Оперативні кола постійного струму

7. Орієнтовний перелік публікацій

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Третьякова Л.Д., д.т.н. професор		
Стартап-проект	Бахмачук С.В., ст. викладач		

9. Дата видачі завдання 15.09.2020 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Збір технічної документації основного обладнання ПС 110/10 кВ.	01.10.2020 року	
2	Вибір вимикачів потужності, заземлюючих розмикачів, трансформаторів струму та їх розрахунки.	09.10.2020 року	
3	Розрахунок струмів КЗ та диференційного захисту трансформатора. Вибір релейного захисту трансформатора.	26.10.2020 року	
4	Ознайомлення з параметрами основного захисту трансформатора на основі мікропроцесорного пристрою SIPROTEC 7UT613 фірми SIMENS	06.11.2020 року	
5	Оформлення плакатів	20.11.2020 року	
6	Написання Стартап-проекту та розділу по Охороні праці	30.11.2020 року	

Студент

Віталій ДІБРОВ

Науковий керівник

Артем НЕСТЕРКО

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з 5 розділів та графічної частин. Розділи виконані на 79 сторінках формату А4, які містять в собі 31 таблиць, 14 рисунків, 20 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 7 аркушів креслень форматом А1.

Актуальність теми: для забезпечення нормальної роботи енергосистеми необхідно якомога швидше виявити пошкодження і відокремити їх від непошкодженої мережі, тому у зв'язку з цим необхідно створити та використовувати автоматичне обладнання для виконання цих операцій та захистити систему та її компоненти від небезпечних пошкоджень. Однак, внаслідок потужності та напруги електричного обладнання та складності його комутаційної схеми, цей спосіб захисту стає недостатнім, тому для створення захисного обладнання потрібні спеціальні машини (реле), які називаються релейним захистом.

Мета: розрахунок та монтаж релейного захисту підстанції напругою 110/10 кВ.

Предмет дослідження: основний релейний захист силового трансформатора підстанції напругою 110/10 кВ

Методи дослідження: розрахунок релейного захисту підстанції напругою 110/10 кВ.

Ключові слова: ЕЛЕКТРИЧНА ПІДСТАНЦІЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, SIPROTEC 7UT613, ТРАНСФОРМАТОР, НАПРУГА, СТРУМ, ПОТУЖНІСТЬ, ДИФЕРЕНЦІЙНИЙ ЗАХИСТ.

ABSTRACT

The master's thesis consists of 5 sections and graphic part. Sections are made on 5 pages of A4 size. The work includes 79 tables, 31 figures, 14 reference lists. The graphic part contains 7 sheets of drawings in A1 size.

Relevance of the thesis. To ensure normal operation of the power system, it is necessary to identify damage as soon as possible and separate them from the undamaged network, therefore, it is necessary to create and use automatic equipment to perform these operations and to protect the system and its components from dangerous damage. However, due to the power and voltage of electrical equipment and the complexity of its switching circuit, this protection method becomes insufficient, therefore, to create protective equipment, special machines (relays) are required, which are called relay protection.

The aim of this work is the calculation and installation of relay protection for a 110/10 kV substation.

Subject of research is relay protection of a substation transformer with voltage of 110/10 kV.

Research methods are the calculation of relay protection of a substation with a voltage of 110/10 kV.

Keywords: ELECTRICAL SUBSTATION, RELAY PROTECTION, SIPROTEC 7UT613, TRANSFORMER, VOLTAGE, CURRENT, POWER, DIFFERENTIAL PROTECTION.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	9
ВСТУП.....	10
РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ.....	11
1.1. Основні відомості	11
1.2 Схема електричних з'єднань підстанції 110/10 кВ.....	17
1.3 Загальна характеристика підстанції. Основне обладнання підстанції «Політехнічна 110/10 кВ».....	19
1.4 Розрахунок струму короткого замикання	22
1.4.1 Види коротких замикань, причини та наслідки	22
1.4.2 Призначення розрахунків струмів КЗ	24
1.4.3 Основні допущення при розрахунках струмів короткого замикання та порядок дій. Схема заміщення.	24
1.4.4 Визначення параметрів схеми	26
1.5 Перевірка вибору основних електричних апаратів та елементів на підстанції.	29
1.5.1 Вибір вимикачів потужності	29
1.5.2 Вибір заземлюючих розмикачів.....	31
1.5.3 Вибір трансформатору струму.....	32
Висновок	34
РОЗДІЛ 2 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА 110/10 кВ.....	35
2.1 Призначення релейного захисту.....	35
2.2 Основні вимоги до релейного захисту	36
2.3 Основні органи релейного захисту.....	39
2.4. Види пошкоджень трансформаторів	40
2.5 Види захисту трансформатора.....	41

Висновок	44
РОЗДІЛ 3 ВИБІР РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА	45
3.1. Застосування цифрового термінала струмових захистів 7SJ46	45
3.1.1 Уставки.....	46
3.1.2 Приклади підключень	47
3.2. Опис SIPROTEC 7UT613 та його застосування.....	48
3.3 Вибір захисту трансформатора.....	50
3.3.1 Диференційний захист трансформатора	51
3.3.2 Розрахунок МСЗ введів ВН і НН.....	53
Висновок	56
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС МОДЕРНІЗАЦІЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПІДСТАНЦІЇ	58
4.1 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання	58
4.2 Визначення обсягів і послідовності робіт під час модернізації енергетичного об'єкту.....	59
4.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях.....	59
4.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників	59
4.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці	60
4.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників	60
4.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.....	61
4.8 Розрахунок кабелю, для підключення шафи релейного захисту до контуру захисного заземлення електричної підстанції.	61
Висновок	63

РОЗДІЛ 5 СТАРТАП-ПРОЕКТ ЩОДО МОДЕРНІЗАЦІЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПІДСТАНЦІЇ	64
5.1 Опис ідеї проекту	64
5.2 Аналіз потенційних техніко-економічних переваг ідеї проекту	65
5.2.1 Результати ранжирування показників і перевірка ступеня придатності експертних оцінок	65
5.2.2 Розрахунок за оцінкою попарного пріоритету показників	67
5.2.3 Розрахунок значень оцінок попарного пріоритету показників за кількістю переваг	68
5.2.4 Підсумкові результати розрахунків узагальнюючих показників якості	71
Висновки	75
ВИСНОВКИ	76
ЛІТЕРАТУРА	78

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АПП	Автоматичне повторне підключення
ВН	Висока напруга
ДЗТ	Диференціальний захист трансформатора
КЗ	Коротке замикання
ЛЕП	Лінія електропередач
МП	Мікропроцесор
МСЗ	Максимальний струмовий захист
НН	Низька напруга
ПС	Підстанція
РЗ	Релейний захист
РЗА	Релейний захист автоматики
РО	Реагуючий орган
РПН	Регулювання під напругою
СТ	Силовий трансформатор
ТН	Трансформатор напруги
ТС	Трансформатор струму

ВСТУП

У наш час енергетична система держави пронизує її всю. Вона постійно взаємодіє з іншими галузями промисловості. Енергетична система - це основа всього в промисловості, торгівлі, у всьому. Саме тому необхідно, щоб вона працювала максимально чітко, без аварій та помилок.

У сучасних електричних системах релейний захист тісно пов'язаний з електричною автоматизацією, і його конструктивною метою є швидке та автоматичне повернення до нормального режиму та подача живлення користувачам.

Релейний захист є основним видом електричної автоматизації, інакше сучасні енергосистеми не працюватимуть нормально та надійно. Він постійно контролює стан і режим роботи всіх компонентів енергосистеми, та реагує на пошкодження та ненормальні умови.

Якщо своєчасно виявити відхилення від нормальної ситуації та вжити заходів щодо усунення ненормальної ситуації, небезпечні наслідки ненормальної ситуації також можна запобігти (наприклад, зменшити силу струму в міру збільшення, зменшити напругу при збільшенні тощо).

Реле управління, як правило, включаються безпосередньо в електричні схеми, і вони працюють при відхиленнях від технологічного процесу або при зміні роботи механізмів. Реле захисту включаються в електричні схеми через вимірювальні трансформатори і лише іноді безпосередньо.

У разі пошкодження захист виявляє та відключає пошкоджену ділянку від системи, діючи на спеціальні вимикачі живлення, призначені для розмикання струмів пошкодження.

Коли виникає ненормальний режим, захисний пристрій виявляє їх і виконує операції, необхідні для відновлення нормального режиму відповідно до характеру порушення, або відправляє сигнал черговому персоналу.

РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЙ 110/10 кВ

1.1 Основні відомості

Електрична підстанція – це спеціальна установка, яка служить для прийому, перетворення та розподілу електричної енергії. В її складі виділяють наступні конструктивні частини: трансформатори, розподільчі пристрої підвищеної та зниженої напруги, допоміжні пристрої.

Підстанцію (ПС) встановлюють з метою прийому і перерозподілу електроенергії від основної станції, до кінцевих споживачів, які знаходяться в інших районах. Було виявлено, що найбільш економічним способом передачі даного ресурсу є відправка по лініях високої напруги. Однак кінцеві споживачі працюють при набагато нижчих характеристиках напруги. Тому при проходженні через підстанції напруга знижується для подачі електричної енергії до споживача.

Основні елементи підстанції: силові трансформатори або автотрансформатори, розподільчий пристрій (РП) високої напруги, РП пониженої напруги (середньої чи низької), апаратура керування, апаратура захисту. На підстанціях встановлюються компенсатори та шунтуючі реактори.

Функціонально всі підстанції діляться на:

трансформаторні підстанції - призначені для перетворення електричної енергії однієї напруги в іншу за допомогою трансформаторів;

перетворюючі підстанції – призначені для перетворення струму або частоти.

Електричні розподільні пристрої, які не є частиною підстанції, називаються розподільними пристроями. Підстанція перетворення призначена для перетворення змінного струму в постійний і виконання наступних перетворень.

Постійний струму тієї ж частоти, або іншої частоти називається вставкою постійного струму.

За **способами приєднання** трансформаторних підстанцій до ліній електропередачі їх ділять на:

- тупикові;
- відгалужені;
- прохідні;
- вузлові.

Тупикові підстанції – електрична установка, яка призначена для роботи на прийом трифазного електричного змінного струму частотою в 50 Гц, номінальною напругою в 6-10 кіловольт, і з подальшим перетворенням його в електричну енергію напругою рівним в 0,4 кВ, з подальшому доставкою і розподілом перетвореного струму кінцевого споживача, якими є в основному населені пункти і промислові об'єкти.

Однотрансформаторні тупикові підстанції можуть відрізнятися від 35 до 330 кВ, виконуються за схемою. Блок трансформатор без комутаційної апаратури, або з одним роз'єднувачем, за умови що захист лінії має достатню чутливість до несправностей. Якщо передача телевідключаючого імпульсу передбачена. Роз'єднувач не встановлюється, якщо передбачається кабельний ввід в трансформаторі.

Тупикові підстанції 35 кВ виконуються за схемою блоку трансформаторної лінії з установкою роз'єднувача та запобіжника. Якщо запобіжник забезпечує надійний захист трансформатора, а також при забезпеченні вибіркової захисту ліній на стороні низької напруги. Однак, якщо ці умови не виконуються, використовується схема з роздільниками. Для підстанції 35 кВ допускається застосування вимикачів замість відокремлювачів. Тупикові двотрансформаторні ПС повинні виконуватися за схемою двох блоків із роз'єднувачами, відокремлювачами запобіжниками або запобіжниками.

Відгалужені трансформаторні підстанції підключаються до мережі не менше ніж трьома лініями живлення.

По схемі двох блоків з відокремлювачами та короткозамикачами використовуються підстанції 35÷220 кВ з глухою відпайкою.

По схемі блока лінія-трансформатор з відокремлювачами та короткозамикачами застосовується відгалужена однотрансформаторна підстанція.

По схемі з двома вимикачами на приєднання застосовується підстанції 500÷750 кВ.

Прохідна підстанція підключаються до мережі шляхом заходу однієї лінії з двостороннім живленням.

Комплектні трансформаторні підстанції тупикового типу зовнішньої установки, напругою 0,4 кВ з кабельним введенням на стороні вищої напруги, з кабельним або з повітряним виводом на стороні нижчої напруги призначення для прийому електроенергії напругою 10 кВ перетворення її в електроенергію напругою 0,4 кВ і постачання нею споживачів.

На підстанції 220 кВ перед відокремлювачем встановлюють роз'єднувач, що дозволяє зберегти потужності по містку з вимикачем, під час налагодження відокремлювача. Схема місток (рис. 1.1) виконана за допомогою вимикачів, які використовуються коли один із трансформаторів протягом доби працює при зниженому навантаженні а довжина лінії що подає живлення на підстанцію, незначна.

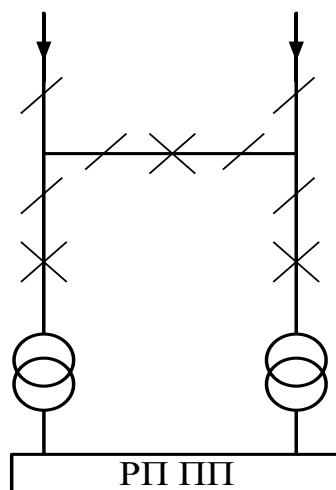


Рисунок 1.1 — Схема місток

Схема (рис. 1.2) підходить для ситуацій, коли довжина лінії, що подає живлення до підстанції, велика можливість пошкодження.

Коли лінія надходить на підстанцію від вузла системи, тобто коли не має необхідності забезпечувати передачу потужності по лінії, слід використовувати схему містка.

При значній кількості з'єднань на високій стороні напруги підстанції використовується схеми з однією секційною системою шин; та з двома несекційними системами шин.

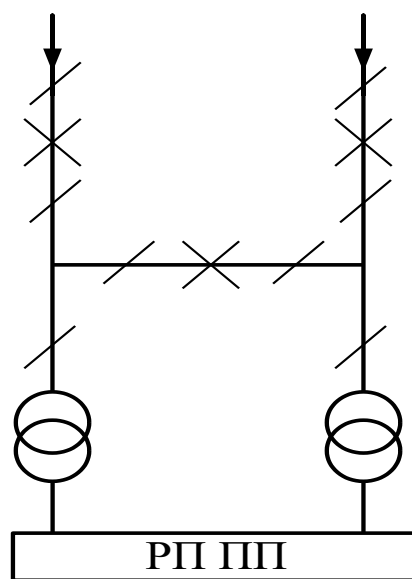


Рисунок 1.2 — Схема місток

Вузлові підстанції – це підстанції, до яких приєднано більше двох ліній від мережі, що живить підстанцію.

Шина 330-750 кВ центральної підстанції з'єднує різні частини енергосистеми або з'єднує дві системи. Тому до високовольтичних ланцюгів пред'являються більш високі вимоги щодо надійності. У цьому випадку використовують схему декількома лініями з'єднання:

- колові схеми;
- схеми 3/2 вимикача на коло;
- схема з півтора під'єднаними лініями
- схеми Т-Ш з під'єднаними лініями через два вимикача;

На боці потужної підстанції із середньою напругою $110 \div 220$ кВ застосовувана схема має одну робочу та одну обхідну шинну систему, або дві робочі та одну обхідну шинну систему.

Вибираючи схему на стороні низької напруги, спочатку зверніть увагу на обмеження струму короткого замикання.

За необхідності реактор групи струму короткого замикання може бути додатково обмежений в колах трансформатора.

На низьковольтній стороні підстанції найбільш часто використовується секційну систему шин з незалежною роботою секцій.

За **призначенням в системі електропостачання** поділяються :

- основні понижуючі підстанції;
- підстанція глибокого введення;
- тягові підстанції, для потреб електричного транспорту;
- трансформаторні підстанції 10(6) кВ. Їх називають цеховими підстанціями в промислових мережах, міських мережах.

В залежності від збільшення або зменшення напруги діляться:

- підстанції – в яких є трансформатори, що підвищують напругу при відповідному зменшенні величини струму, називаються підвищувальними підстанціями;
- підстанції, в яких розміщені трансформатори, що понижають напругу при відповідному збільшенні сили струму, називаються понижуючими трансформаторами.

На рис. 1.3 наведені структурні схеми підстанцій.

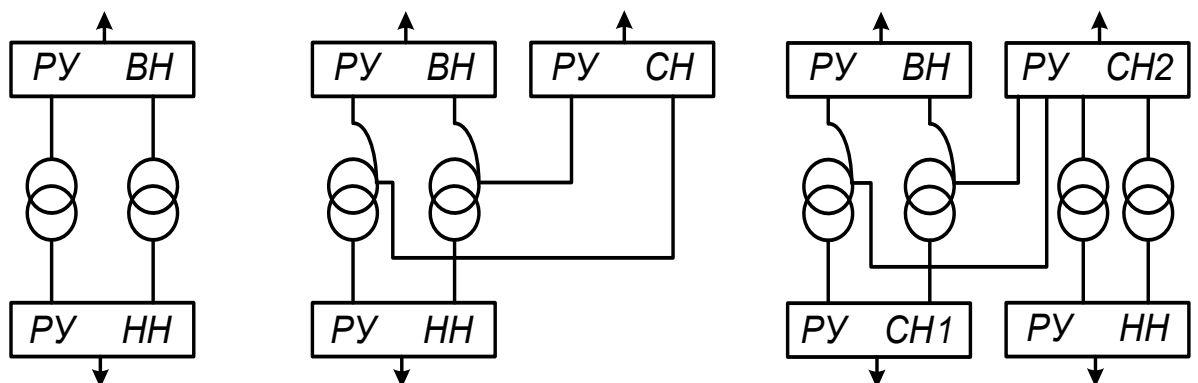


Рисунок 1.3 — Структурні схеми підстанцій

На підстанції з двох обмоточними трансформаторами (рис. 1.3) електроенергія від енергосистеми подається на РУ ВН, затим трансформується і розподіляється між споживачами, . На вузлових підстанціях виконується зв'язок між окремими частинами енергосистеми та електропостачанням споживачів (рис 1.3). Можна побудувати підстанцію з двома розподільними пристроями середньої напруги, РУ ВН і РУ НН. У такій підстанції встановлено два трансформатори та два автотрансформатори (рис. 1.3)

Обираємо основну схему підключення мережевої підстанції, сформулюємо основні принципи та положення:

1. Основний вибір системи підстанції можливий лише на основі аналізу режимів роботи мережі та підстанцій у звичайному та аварійному;
2. Головним принципом побудови ПС є принцип побудови комбінованих схем з вибором та розташуванням різних комутаційних апаратів;
3. Розрахунок основної системи підстанції повинен здійснюватися залежно від місця розташування в мережі;
4. Важливим фактором є збереження в аварійному режимі, де поряд з виходом з ладу комутатора, максимальна кількість ліній з достатньою пропускною здатністю та запас, необхідний для стабільності;
5. Враховуючи той факт, що трансформатори та автотрансформатори мають передові технології виробництва, не вигідно підключати трансформатори до шин підстанції силовими вимикачами. У сучасних ланцюгах високої напруги слід застосовувати елементи блоку W-T, а для підстанцій категорії I та II - елементи блоку L-T.
6. Для підстанції третього типу принципом побудови цієї схеми є принцип багаторазового з'єднання ліній.

7. Вибираючи схему мережевих підстанцій I та II категорій доцільно розрахувати експлуатаційну надійність схеми; використовувати мінімум вимикачів; оцінити можливу шкоду через недопостачання електроенергії;

Цей принцип можна узагальнити наступним чином:

- коли поломка комутатора ламаної лінії збігається з аудитом будь-якого іншого комутатора, можлива втрата двох ліній, але такий випадок має невелику повторюваність;
- у разі виходу з ладу вимикача або пошкодження іншого пристрою схеми, лінії, за винятком тієї, до якої підключений несправний вимикач, не повинні випадати;
- не можна опустити лише одну лінію; короточасна відмова трансформатора в підстанції не може бути ознакою стану відмови ланцюга
- коли поломка комутатора ламаної лінії збігається з аудитом будь-якого іншого комутатора, можлива втрата двох ліній, але такий випадок має невелику повторюваність.

Тому у всіх типах і категоріях сучасних підстанцій схема електричного підключення повинна передбачати:

- експлуатаційні зручності схеми;
- економічну доцільність схеми;
- автоматичність схеми.

1.2 Схема електричних з'єднань підстанції 110/10 кВ

Схема даної підстанції наведена на плакаті 1. Тип схеми з'єднань - міст (2 блоки з роздільниками та неавтоматичною перемичкою).

Підстанції — Політехнічна (рис. 1.4) відбувається зниження напруги з 110 кВ на 10 кВ. Підстанція має чотири схеми, чотири секції шин 10 кВ, пов'язані секційними вимикачів ВМПЕ-10/1600-31.5 з приводом ПЭВ-12 так само ВМПЕ-10/1600-31.5

До підстанції підключені два кабелі, через які вона живиться, від ПС Мотоциклетна 1 та Мотоциклетна 2 марки 3хМНСК-1х270 і Вокзальна 1 та

Вокзальна 2, марки 3хМНАШВу-1х270 лініях напругою 110 кВ, де Мотоциклетна 1 – Вокзальна 1 та Мотоциклетна 2 – Вокзальна 2, підключені до різних секцій шин 10 кВ через два силових ТС ТРДН-40000/110-75У1.

Ручні роз'єднувачі цього типу встановлюються на кожній кабельній лінії 110 кВ РНДЗ-2-110/1000 з приводом ПРН-220М, типу ОДЗ-1-110м/630У1, розрядники типу вентильні РВС-110м та встановлені трансформатори струму ТВТ-110 600/5.

ПС Мотоциклетна 1 та Мотоциклетна 2, з'єднані повітряною лінією марки АС-300. З'єднані глухою відпайкою ПКЛ-110 Вокзальна 1 та Вокзальна 2. На кінцях ПЛ АС-300 встановлені місткові роз'єднувачі МЛР-110 №1 та МЛР-110 №2.

Дев'ять кабельних ліній 10 кВ відходять від сторони 10 кВ ділянки І системи з номерами підключення 5, 7, 9, 11, 13, 23, 27, 29, 31, кожен з яких з'єднання через роз'єднувачі типу РШ-10/600, вимикачі типу ВМПЭ-10/630-20 та ВМПЭ-10/630-31,5 з приводами типу ПЭВ-14, роз'єднувачами типу РШ-10/600. З'єднання №19 являється вивід однієї з розщеплених обмоток низької напруги Т-1, що приєднується з допомогою повітряної лінії А-120х1 і роз'єднувачів типу ВМПЭ-10/3200-31,5. З'єднання №21 - це трансформатор напруги типу НАМИ-10. З'єднання №22 - це секційний перемикач ВМПЭ-10/1600-31,5. З'єднання №25 - котушка дугогасіння (ДГК) типу ТДГК-10.

Друга секція шин 10 кВ також має 10 кабельних ліній з номерами з'єднань 3, 4, 6, 8, 10, 14, 16, 24, 26, 28, 30, з яких всі, крім №8, являються робочими. З'єднання №20 – вивід однієї з розщеплених обмоток НН Т-1. З'єднання №18 – ТН типу НТМИ-10-66. З'єднання №32 – секційний вимикач типу ВМПЭ-10/1600-31,5. З'єднання №12 - тип котушки дугогасіння GEUF-1251/10.

З третьої секції шин 10 кВ є 5 кабельних ліній із номерами з'єднань 45, 47, 49, 53, 55, всі вони є запасними, крім № 55. З'єднання №35 - вимикач секційного типу ВМПЭ-10/1600-31,5. №37 – ТН типу НТМИ-10 із підключенням глухою пайкою розрядники типу РВО-10 та обмежувачем

перенапруги ОПН-10. №39 – вихід одної з розгалужених обмоток НН Т-2. №43 – 2 ТН типу НОМ-10. №51 – ДГК типу ЗРОМ-300/10.

З IV ділянки шин 10 кВ відходять 5 КЛ з номерами з'єднань 36, 38, 40, 42, 44, з яких всі робочі, крім №42. З'єднання №34 – секційний вимикач. №50 – вихід однієї з розгалужених обмоток НН Т-2. №52 – ТН типу НТМИ-10. №54 – 2 ТН типу НОМ-10. №56 – ДГК типу РЗДПОМ-300/10.

Для забезпечення власних потреб встановлюються трансформатори двох типів ТМ-160/10, ТМ-160/10-66.

Потужність трансформатора підібрана таким чином, що коли один з них вимкнений, інший може передавати задану потужність, не порушуючи вимог ПТЕ.

1.3 Загальна характеристика підстанції. Основне обладнання підстанції «Політехнічна 110/10 кВ»

Система шин використовує 10 кВ від 2 силових трансформаторів ТРДН-40000/110-75У1. Два трансформатори типу ТМ-160/10 встановлюються для власних потреб, також чотири трансформатори, які підключені до комірок 12, 25, 56 типу ТМ - 630/10. Дані паспорта цих трансформаторів представлені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 — Паспортні дані трансформаторів ТРДН та ТМ

Тип	$S_{ном}, МВА$	Діапазон регулювання	$U_{ном}, кВ$		$U_{к}, \%$	$\Delta P_{кз}, кВт$	$I_{хх}, \%$	$\Delta P_{хх}, \%$
			ВН	НН				
ТРДН-40000/110-75У1	40	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10,5	145	0,7	35
ТМ-630/10	0,63	$\pm 2 \times 2,78\%$	10	0,4	5,5	7,6	1,7	1,25
ТМ-160-10	0,16	$\pm 2 \times 2,5\%$	10	0,4	4,5	2,6	1,9	0,45

Таблиця 1.2 — Паспортні дані вимикачів типу ВМПЕ

Тип	Номинальна напруга, кВ	Найбільша робоча напруга, кВ	Номинальний струм, А	Номинальний струм відключення, к	Нормований зміст аперіодичної складової, %	Найбільший пік	Початкове діюче значення періодичної складової	Струм термічної стійкості	Повний час відключення, с	Власний час відключення (з приводом), с	Власний час включення (з приводом), с	Мінімальна безструмова пауза при АПВ, с
ВМПЕ-10-630-20	10	12	630	20		52	20	20/8	0,005	0,07	0,3	0,5
ВМПЕ-10-630-31,5	10	12	630	31,5		80	31,5	31,5/4	0,12	0,1	0,3	0,5
ВМПЕ-10-1600-31,5	10	12	1600	31,5		80	31,5	31,5/4	0,12	0,1	0,3	0,5
ВМПЕ-10-3200-31,5	10	12	3200	31,5		80	31,5	31,5/4	0,12	0,1	0,3	0,5

Для вмикання та вимикання електричного кола із струмом 110 кВ використовуються роз'єднувачі типу РНДЗ–2-110-1000У1 (дані в табл. 1.3).

Таблиця 1.3 — Паспортні дані роз'єднувача РНДЗ

Тип виробу	Номинальна напруга, кВ	Номинальний струм, А	Обмежений струм головних ножів, кА	Обмежений струм заземлюючих ножів, кА
РНДЗ-2-110-1000У1	110	1000	80	80

Для ремонтних робіт на підстанції 110 кВ встановлені заземлювальні ножі.

Ножі заземлення виключають можливість подачі напруги на ремонтну частину мережі. Ножі заземлення можуть управлятися ручним та електричним приводами.

Вимірювальні трансформатори напруги типу НТМИ-10 (триобмоткові) підключені до секцій шин 10 кВ. Ці трансформатори захищені від перенапруг обмежувачами ОПН-10 та запобіжниками типу ПКТ–10.

Система секцій шини 10 кВ живиться від обмоток низьковольтного трансформатора. Як сегментний перемикач використовується такий

перемикач, як ВМПЄ - 10/1600 - 31,5. Комплект трансформаторів струму типу ТВЛМ - 10/600, підключений до шини, ТВЛМ - 10/600, ТВЛМ - 10/300, ТВЛМ - 10/400, ТПШЛ - 10/3000, ТПШЛ - 10/1500. Кожна деталь використовується для підключення РЗА, вимірювального та телеметричного обладнання. Для контролю струму замикання на землю в нейтральній лінії заземлення обмотки ВН встановлений трансформатор струму ТВТ - 600/5.

Для шинних секцій підстанції встановлюються обмежувачі перенапруги такого типу, як ОПН - 10, які використовуються для захисту електрообладнання, ліній електропередачі та підстанцій від блискавки та атмосферних перенапруг, а також від короткочасних внутрішніх перенапруг електроізоляції змінного струму з частота 50 Гц. Розрядники РВС – 110 М, РВО – 10 використовують для захисту трансформатора.

Таблиця 1.4 — Паспортні дані обмежувачі перенапруги та розрядників

Параметр	Одиниця виміру	ОПН-10	РВС-110 М	РВО-10
Клас напруги	кВ	10	110	10
Номінальна напруга	кВ	10	105	12,7
Пробивна напруга при частоті 50 Гц у сухому стані і під дощем ($<U<$)	кВ	$25<U<38$	$180<U<230$	$25<U<30,5$

Два триобмоточні трансформатори напруги НТМІ-10-66 підключені до двох розділених шин 10 кВ. Дані паспорта наведені в таблиці 1.5

Таблиця 1.5 – Паспортні дані трансформаторів напруги

Тип	Клас напруги, кВ	Найбільша робоча напруга, кВ	Номінальна напруга обмоток, В			Номінальна потужність, ВА, у класі точності				Гранична потужність, ВА	Схема з'єднання
			первинної	вторинної	Додаткове вторинне	0,2	0,5	1	3		
НТМІ-10-66	10	..	10000	100	100/3	-	120	200	500	1000	1/1/0-о

Технічні характеристики трансформаторів струму зводимо у табл. 1.6.

Таблиця 1.6 — Паспортні дані трансформаторів струму

Тип	Номинальна напруга вводу трансформатора	Первинний струм, А		Номинальний коефіцієнт трансформації при номинальному вторинному струмі, А		Номинальне вторинне навантаження, Ом, при вторинному струмі 1А/5А у класі точності				Термічна стійкість	
		Номинальний	Найбільший робочий	1	5	0,5	1	3	10	Кратність струму	Час, с
ТОЛ10-600/5	10	600	600	-	600/5	-	-	-	-		31,5/1
ТВЛМ-10-1	10	200	200	-	200/5	-	-	-	-	100	18,4/3
		300	300	-	300/5	-	-	-	-	100	18,4/3
		400	400	-	400/5	-	-	-	-	100	18,4/3
		600	600	-	600/5	-	-	-	-	100	23/3
ТПШЛ10-1500/5	10	1500	1500	-	1500/5	0,8	-	-	-	35/3	-
ТПШЛ10-3000/5	10	3000	3000	-	3000/5	-	-	-	0,6	-	-

1.4 Розрахунок струму короткого замикання

Коротке замикання (КЗ) - це порушення нормальної роботи електроустановки, спричинене замиканням між фазами, а також замиканням на землю в мережах із заземленими нейтраліями.

1.4.1 Види коротких замикань, причини та наслідки

Причинами короткого замикання, як правило, є порушення ізоляції, спричинені механічними пошкодженнями, старінням, киданням сторонніх тіл на дроти ліній електропередачі, переміщенням під лініями негабаритних механізмів, прямими ударами блискавки, перенапругами, неякісне обслуговування. Часто через неправильну поведінку обслуговуючого персоналу пошкоджується електрообладнання та виникають короткі замикання. Прикладами таких дій є помилкове відключення ланцюга струму через ізолюючий вимикач, включаючи короткозамкнені ізолюючі вимикачі, помилкові дії під час перемикавання в основній схемі та в схемах релейного захисту та автоматичного обладнання.

У разі КЗ сила струму в пошкодженій фазі збільшується в кілька разів порівняно з нормальним значенням, а напруга зменшується, особливо поблизу пошкодження.

Потік великих струмів КЗ викликає посилений нагрів провідників, що призводить до збільшення втрат електроенергії, прискорює старіння та руйнування ізоляції, може призвести до втрати механічної міцності струмоведучих деталей та електричних приладів.

Зниження рівня напруги у разі КЗ мережі призведе до зменшення крутного моменту двигуна, гальмування, зниження продуктивності або навіть повної зупинки.

Різке падіння напруги під час КЗ приводить до порушення стійкості роботи генераторів електростанції та деталей електроустановки, виникнення системних збоїв.

Види коротких замикань показані на рис.1.4.

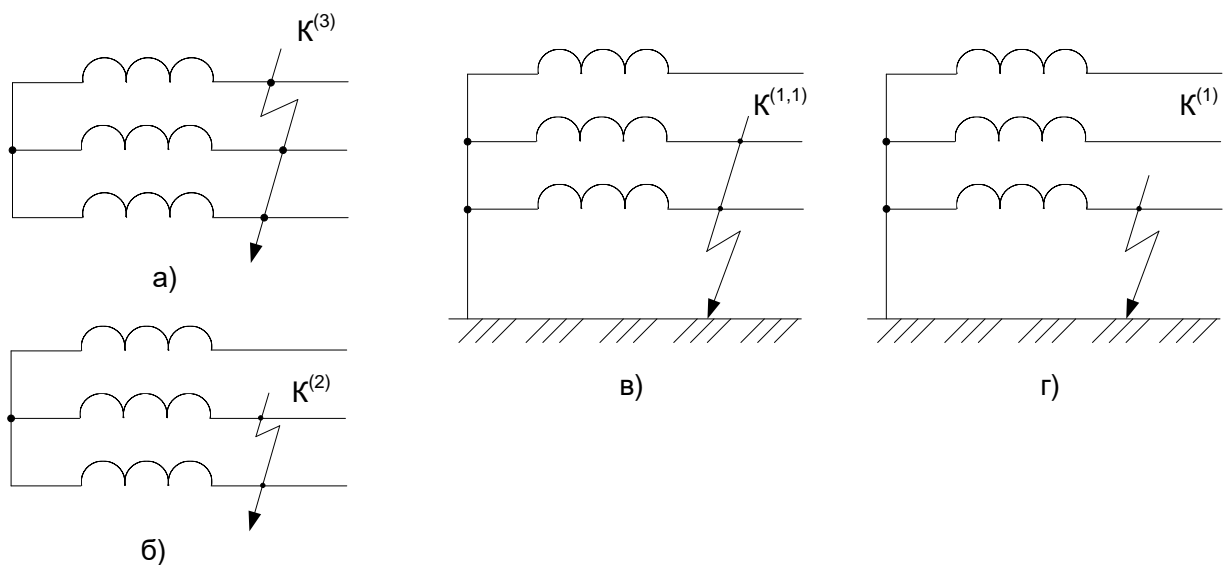


Рисунок 1.4 — Види коротких замикань: трифазне КЗ (а); двофазне КЗ (б); двофазне КЗ на землю (в); однофазне КЗ (г).

Для пропускання струму в однофазному або двофазному КЗ на землю необхідно, щоб в районі де сталося пошкодження, була принаймні одна заземлена нульова нейтраль трансформатора, електрично підключена до

мережі (рис. 1.4., в, г). Чим більше нейтральних точок заземлено, тим більше струм короткого замикання для цього типу несправності.

1.4.2 Призначення розрахунків струмів КЗ

Розрахунки струмів КЗ необхідні для:

- проектування та налаштування пристроїв релейного захисту і автоматики, заземлюючих пристроїв;
- допустимих оцінок та методики проведення випробувань в ЕС;
- для оцінки та вибору схем електричних станцій;
- вибору і перевірки електричних апаратів і провідників;
- аналізу стійкості роботи енергосистем.
- визначення впливу струму нульової послідовності ліній електропередачі до лінії зв'язку;
- аналізу аварій в електроустановках і електричних системах.

1.4.3 Основні допущення при розрахунках струмів короткого замикання та порядок дій. Схема заміщення.

При розв'язанні більшості задач, що зустрічаються на практиці припускаємо, що розрахунки спрощують та не вносять похибок. Отже, до таких припущень відносяться:

- фази ЕРС всіх генераторів не змінюються протягом всього процесу КЗ;
- насиченість магнітних систем не враховується, це дозволяє вважати постійними і не залежними від струму індуктивний опір даних елементів кола КЗ;
- нехтувати струмами намагнічування силових трансформаторів;
- не враховувати ємнісну провідність елементів короткого замикання на землю;
- трифазна система - симетрична;
- вплив навантаження на струм КЗ зараховують приблизно;

- при обчисленні струму КЗ нехтують активним опором кола.

Ці припущення та спрощені розрахунки спричинили дещо перебільшення струму короткого замикання (похибка фактичного методу розрахунку не перевищує 10%, що вважається прийнятним).

Порядок розрахунку струму КЗ виконується:

- для даної ЕС складається розрахункова схема;
- відповідно до схеми складаємо електричну схему;
- шляхом перетворення електричної схеми приводимо до найбільш простішого вигляду, та характеризуємо певні значенням вихідної ЕРС;
- знаючи вихідну ЕРС джерела та вихідний опір, за законом Ома визначають початкове значення струму КЗ, а потім вираховують ударний струм.

Схема заміщення - це електрична схема, що відповідає вихідним даним розрахункової схеми, але в якій всі магнітні (трансформаторні) з'єднання замінені електричними.

Кожному опору схеми заміщення присвоюється власний номер, який зберігається для нього до кінця розрахунку. Точки розрахунку КЗ прикріплюються до схеми заміщення.

При складанні схеми заміщення в ньому не вказуються ті елементи схеми розрахунку, які при протіканні струму короткого замикання від джерел живлення до місця пошкодження струму короткого замикання не протікають.

При розрахунку струмів КЗ генеруючі джерела вводяться в ланцюг через відповідну ЕРС, а пасивні елементи, через які протікає струм короткого замикання, є індуктивними із зазначенням їх параметрів. Параметри елементів альтернативної схеми можуть бути визначені в номінальних або відносних одиницях за базових умов. При розрахунку в номінальних одиницях всі опори ланцюга повинні бути виражені в омах і зменшені до однієї базової напруги. Таке зменшення необхідно, якщо між джерелом та точкою несправності є один або кілька рівнів трансформації.

Опір виражений в Омах до вибраної напруги проводиться таким чином:

$$X_{\text{пр}} = X \cdot \frac{U_6^2}{U_{\text{ср}}^2}; \quad (1.1)$$

де X - індуктивний опір даного елемента, Ом;

$U_{\text{ср}}$ - напруга на яку включений даний елемент;

$X_{\text{пр}}$ - індуктивний опір даного елемента, Ом, приведений до базової напруги U_6 .

1.4.4 Визначення параметрів схеми

Параметри схеми прямої заміни послідовності визначаються в такому порядку:

Опір системи:

$$Z_c = \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{S_{\text{КЗ}^{(3)}}}, \quad (1.2)$$

де $U_{\text{ср.ном}}$ - середня номінальна напруга, кВ;

$S_{\text{КЗ}^{(3)}}$ – потужність трьохфазного короткого замикання, МВа.

Опір повітряних та кабельних ліній електропередачі:

$$X_{\text{Л}} = X_{\text{ПТ}} \cdot l, \quad (1.3)$$

де $X_{\text{ПТ}}$ – питомий індуктивний опір лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Розраховуємо опір трансформатора:

$$X_{\text{ТР.В}} = \frac{U_{\text{к,}\%}^{\text{В}} \cdot U_{\text{ср.ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном.тр}}}, \quad (1.4)$$

$$X_{\text{ТР.Н}} = \frac{U_{\text{к,}\%}^{\text{Н}} \cdot U_{\text{ср.ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном.тр}}}, \quad (1.5)$$

де $U_{\text{к,}\%}^{\text{В}}$, $U_{\text{к,}\%}^{\text{Н}}$ – напруга короткого замикання, %;

$U_{\text{ср.ном}}$ – основна напруга, кВ,

$S_{ном.тр}$ – номінальна потужність т, МВА.

Розрахункова схема підстанції 110/10 кВ наведена на рис.1.5.

Дані підстанції:

- опір системи $Z_c = 30 \text{ Ом}$;
- потужність трансформаторів Т1 та Т2 $S_{T1,2} = 40 \text{ МВА}$;
- напруга КЗ $U_k = 10,5\%$

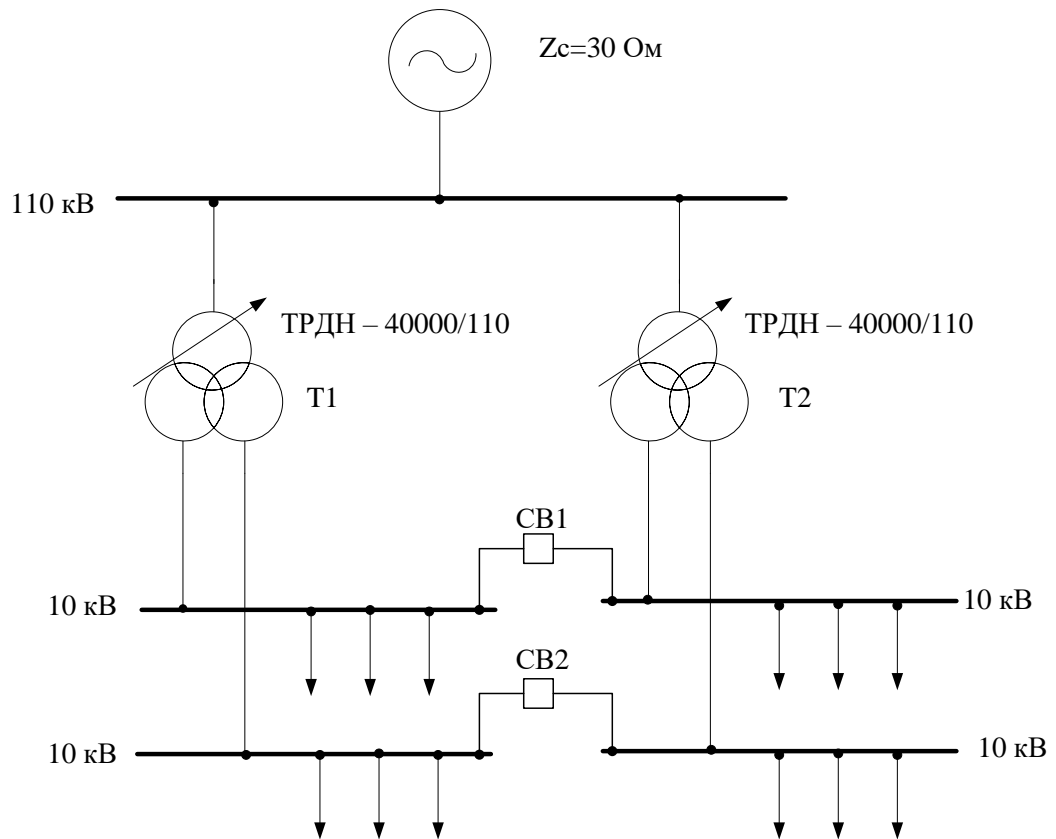


Рисунок 1.5 — Розрахункова схема ПС

Визначимо опір схеми заміщення.

Схема заміщення показана на рис. 1.6

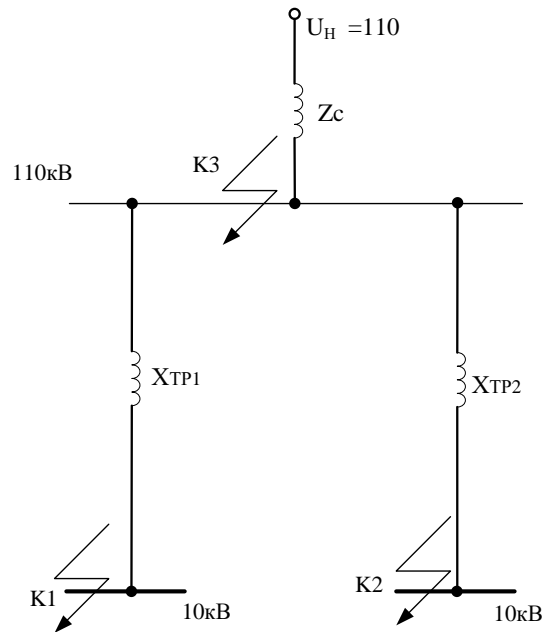


Рисунок 1.6 — Схема заміщення ПС.

Опір трансформаторів:

$$X_{T1} = X_{T2} \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{T1,2}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,7 \text{ Ом};$$

Визначаємо струм трифазного КЗ за формулою:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3}},$$

де Z_{Σ} - еквівалентний опір ПС.

$$Z_{\Sigma1} = Z_c + Z_{T1} = 30 + 34,7 = 64,7 \text{ Ом},$$

тоді

$$I_{K31}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \frac{Z_{\Sigma1}}{K_T^2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \frac{64,7}{\left(\frac{115}{11}\right)^2}} = 9,75 \text{ кА}.$$

$$Z_{\Sigma2} = Z_c + Z_{T2} = 30 + 34,7 = 64,7 \text{ Ом},$$

$$I_{K32}^{(3)} = I_{K31}^{(3)} = 9,75 \text{ кА}.$$

Визначаємо ударний струм КЗ за формулою:

$$i_{уд\ КЗ} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{КЗ} = \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}\right) \cdot I_{КЗ},$$

де $T_a = 0,045$ для трансформаторів потужністю більше 25МВА.

$$i_{уд\ КЗ} = \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{\frac{0,01}{0,045}}\right) \cdot 9,75 = 24,83 \text{ кА.}$$

Еквівалентний опір в точці КЗ:

$$Z_{\Sigma 3} = Z_c = 30 \text{ Ом.}$$

Струм КЗ в точці КЗ:

$$I_{КЗ3}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 3}} = 2,11 \text{ кА.}$$

1.5 Перевірка вибору основних електричних апаратів та елементів на підстанції.

1.5.1 Вибір вимикачів потужності

Виберемо вимикач за такими умовами:

1) згідно номінальної напруги:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (1.6)$$

2) по робочому струмі:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном}; \quad (1.7)$$

3) по електродинамічній стійкості:

$$i_{уд} \leq i_{гр.нас.}; \quad (1.8)$$

де $i_{гр.нас.}$ — значення наскрізного струму для КЗ;

4) згідно термічної стійкості:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (1.9)$$

де B_K - розрахунковий тепловий імпульс,

I_T – струм,

t_T – час дії струму.

$$B_K = I_{II}^2 \cdot (t_{відкл.} + T_A). \quad (1.10)$$

Обираємо вимикач ВР3-10-2500-40.

Обираємо вимикач за параметрами:

$$U_H = 10 \text{ кВ};$$

$$I_H = 2500 \text{ А};$$

$$I_{H \text{ відкл.}} = 40 \text{ кА};$$

$$i_{гр.нас.} = 102 \text{ кА};$$

$$I_T = 40 \text{ кА};$$

$$t_T = 3 \text{ с},$$

$$t_{с.в.} = 0,065,$$

$$t_{рз.мін.} = 1,5 \text{ с}.$$

Проводимо перевірку вимикача:

1) згідно номінальної напруги:

$$U_{уст.} = U_H = 10 \text{ кВ};$$

2) по робочому струмі:

$$I_{р.мах} = 2309 \text{ А} \leq I_H = 2500 \text{ А};$$

3) по електродинамічній стійкості:

$$i_y = 24,83 \text{ кА} \leq i_{гр.нас} = 102 \text{ кА};$$

4) по термічній стійкості:

$$B_{кр} = 9,75^2 \cdot 1,565 = 148,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

каталожні дані:

$$B_{KK} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ,$$

$$148,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Отримавши результати розрахунків робимо висновок, що вимикач відповідає вимогам і може використовуватися для підстанції.

1.5.2 Вибір заземлюючих розмикачів

Роз'єднувачі вибираються за такими умовами:

1) згідно номінальної напруги:

$$U_{уст} \leq U_{1ном}; \quad (1.11)$$

2) по електродинамічній стійкості:

$$i_y \leq i_{гр.нас.}; \quad (1.12)$$

3) по термічній стійкості:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T. \quad (1.13)$$

Вибір роз'єднувача РВФЗ-6/630

Номінальні параметри роз'єднувача:

$$U_H = 10 \text{ кВ} ;$$

$$I_H = 2500 \text{ А} ;$$

$$I_T = 45 \text{ кА} ;$$

$$I_T = 45 \text{ кА} ;$$

$$i_{дин} = 125 \text{ кА} ;$$

$$t_T = 4 \text{ с} ;$$

$$t_{відкл} = 1,565 \text{ с} ;$$

$$(t_{відкл} = 1,6 \text{ с для вимикача ВРЗ})$$

Перевірка роз'єднувача:

1) згідно номінальної напруги:

$$U_{уст} = U_H = 10 \text{ кВ} ,$$

2) по електродинамічній стійкості:

$$i_y = 24,83 \text{ кА} \leq i_{гр.нас.} = 125 \text{ кА} ,$$

3) по термічній стійкості:

розрахункові дані:

$$B_{кр} = 9,75^2 \cdot 1,565 = 148,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ,$$

каталожні дані:

$$B_{KK} = 45^2 \cdot 4 = 8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ,$$

$$148,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Отже, роз'єднувач відповідає всім вимогам і може використовуватися для нашої підстанції.

1.5.3 Вибір трансформатору струму

Обираємо трансформатор струму за умовами:

1) відповідно номінальної напруги:

$$U_{уст} \leq U_{1ном} ; \quad (1.14)$$

2) по робочому струму:

$$I_{р.мах} \leq I_N ; \quad (1.15)$$

3) по електродинамічній стійкості:

$$i_y \leq i_{гр.нас} ; \quad (1.16)$$

де $i_{гр.нас}$ – значення граничного наскрізного струму КЗ,

4) згідно термічної стійкості:

$$B_k = I_T^2 \cdot t_T . \quad (1.17)$$

Вибір трансформатора струму ТЛ-10/3000

Номинальні параметри трансформатора струму:

$$U_H = 10 \text{ кВ} ;$$

$$I_H = 3000 \text{ А} ;$$

$$I_{2H} = 5 \text{ А} ;$$

$$I_T = 40 \text{ кА} ;$$

$$I_{\text{дин}} = 128 \text{ кА} ;$$

$$t_T = 3 \text{ с} ;$$

$$t_{\text{відкл}} = 1,565 \text{ с} .$$

Проведемо перевірку трансформатора струму:

1) згідно номінальної напруги:

$$U_{\text{уст}} = U_{1H} = 10 \text{ кВ} ,$$

2) по робочому струму:

$$I_{\text{р.мах.}} = 23,9 \text{ А} \leq I_H = 3000 \text{ А} ,$$

3) по електродинамічній стійкості:

$$i_y = 24,83 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА} ,$$

4) по термічній стійкості:

розрахункові дані:

$$B_{\text{кр}} = 9,75^2 \cdot 1,565 = 148,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ,$$

каталожні дані:

$$B_{\text{КК}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ,$$

$$148,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Трансформатори струму відповідають даним вимогам і можуть використовуватися для даної підстанції.

Висновки

У цьому розділі ми розглянули теоретичні основи побудови конструкції ПС, з яких можна зробити наступні висновки, а саме, у всіх типах і категоріях підстанцій електричні схеми повинні передбачати:

- автоматичність;
- експлуатаційні зручності;
- економічну доцільність.

Всі характерні дані ПС наведені в цьому розділі. Також були проведені розрахунки струмів короткого замикання на основі отриманих розмірів вибір та проведена перевірка правильності вибору основного обладнання; вимикачі та трансформатори струму. За результатами розрахунків було обрано обладнання вимикачі ВРЗ-10-2500-40, РВФЗ-6/630 та трансформатор струму ТЛ-10/3000. Перевіривши обладнання, ми можемо зробити висновок, що все вибране обладнання відповідає всім вимогам.

РОЗДІЛ 2 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА 110/10 кВ

2.1 Призначення релейного захисту

Релейний захист - це набір автоматичного обладнання, призначеного для швидкого виявлення та відокремлення від енергосистеми пошкоджених елементів цієї системи.

Електрична система та електрообладнання електростанцій, електромереж та електричного обладнання можуть зазнати ненормальних характеристик та пошкоджень.

У більшості випадків відмови супроводжуються значним збільшенням струму і глибоким падінням напруги на елементах енергосистеми.

Підвищений струм генерує велику кількість тепла, що спричиняє пошкодження в місці пошкодження, та небезпечне нагрівання неушкоджених проводів, через які протікає цей струм.

Падіння напруги зруйнує нормальну роботу споживачів електроенергії та стабільність роботи генераторів та енергосистеми. До відхилень значень напруги, струму та частоти від номінальних значень є ненормальні режим. Коли частота та напруга знижуються, існує небезпека порушити нормальну роботу споживачів та стабільність енергосистеми, а збільшення напруги та струму загрожує пошкодженням обладнання та ліній електропередачі.

Отже, пошкодження порушує роботу енергосистеми та споживачів електроенергії, а неправильні режими можуть пошкодити або порушити роботу енергосистеми.

Для забезпечення нормальної роботи енергосистеми та електрообладнання необхідно якомога швидше виявити пошкоджене місце та відокремити його, щоб відновити нормальний робочий стан енергосистеми та електрообладнання. Якщо вчасно виявити відхилення від нормальної системи та вжити необхідних заходів для їх усунення, небезпечні наслідки неправильної системи також можна запобігти (наприклад: зменшення сили струму при її підвищенні, збільшення напруги при падінні тощо).

У зв'язку з цим необхідно створити та використовувати автоматизоване обладнання для виконання цих операцій, а також захистити систему та її компоненти від небезпечного впливу пошкоджень та ненормальних умов. Спочатку запобіжники використовувались як захисне обладнання. Однак, оскільки потужність і напруга електроустановок та складність їх комутаційних ланцюгів, цього способу захисту стало недостатньо, через що захисні засоби створювались за допомогою спеціальних машин - реле, званих релейним захистом. Релейний захист - це набір автоматики, призначений для швидкого виявлення та відокремлення пошкоджених елементів цієї системи від електромережі.

2.2 Основні вимоги до релейного захисту

РЗ повинен відповідати чотирьом основним вимогам: діяти вибірково (селективно), швидкодії, володіти чутливістю до пошкоджень і надійно виконувати функції.

Селективність, або вибірковість, РЗ називають її здатність відключати тільки ділянку мережі, яка пошкоджена. Селективність РЗ - головна вимога, тому відхилення від неї полягає лише в забезпеченні швидкості, й коли неселективне відключення не принесе небезпечних наслідків (рис. 2.1). Після відключення всі користувачі мережі можуть економити електроенергію. Цей приклад показує, що якщо підстанція підключена до мережі за допомогою декількох ліній, селективне відключення короткого замикання на одній з ліній дозволяє зберегти безперебійне живлення для користувачів.

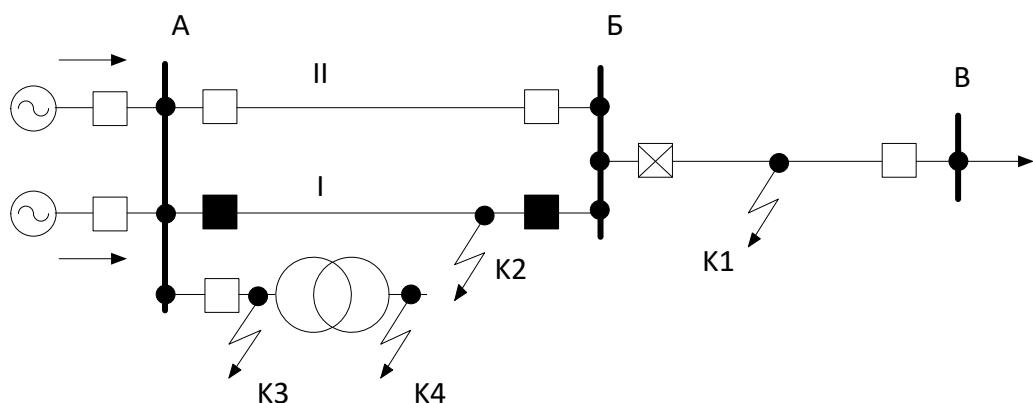


Рисунок 2.1 — Селективність (вибірковість)

Швидкодія

Відключення від короткого замикання слід проводити якомога швидше, щоб обмежити пошкодження пошкодженої ділянки, забезпечити термічну стійкість обладнання, кабелів та повітряних ліній електропередач, підвищити ефективність ліній електропередач та шин, зменшити вплив падіння напруги на електрообладнання та підтримати потужність генераторів електростанції, стабільність. Цей часовий параметр називається швидкістю РЗ.

За умови збереження стабільності допустимий час несправності короткого замикання залежить від тривалості та глибини падіння напруги, а тривалість і глибина падіння напруги залежать від значення залишкової напруги ЕС та шини вузла підстанції, що підключає електростанцію до ЕЕС . Чим нижча залишкова напруга, тим більша ймовірність її дестабілізації, тому вам потрібно швидше закрити коротке замикання. Що стосується стабільності, то найскладнішими є трифазне коротке замикання та двофазне коротке замикання на землю в нейтральній заземленій мережі.

Як приблизний стандарт, що вимагає використання високошвидкісної РЗ «Правила улаштування електроустановок» (ПУЕ) рекомендує визначити остаточну напругу на шинах та вузлах при трифазному КЗ в кінці ділянки, яка захищається.

Якщо залишкова напруга менше 60% від номінального значення, для збереження стійкості слід забезпечити швидке пошкодження відключення, тобто використовувати високошвидкісний РЗ.

- 1) У мережах від 6 до 10 кВ КЗ можна відключати приблизно 1,5 - 3 сек, так як вони не мають впливу на стійкість системи. ;
- 2) У мережах від 110 до 220 кВ за 0,15 - 0,3 сек.;
- 3) На електропередачах від 300 до 500 кВ, які необхідно відключити за 0,1 - 0,12 сек.

Надійність

Вимогою надійності є те, що захист повинен працювати безвідмовно в разі КЗ в межах встановленої зони і не повинен працювати некоректно в режимі, в якому не забезпечується його робота.

Вимога надійності досить важлива. Несправність або неправильна дія будь-якого захисту завжди призводить до додаткових відключень.

Спрощуючи схему, зменшуючи кількість реле та контактів, спрощуючи конструкцію та якість виготовлення реле та іншого обладнання, якість монтажних матеріалів, якість монтажу та контактних з'єднань та технічне обслуговування їх під час роботи, можна забезпечити захист.

Чутливість

Для того щоб захист реагував на відхилення від нормального стану під час короткого замикання, він повинен мати певну чутливість у межах, визначених його дією.

Кожен захист (наприклад, I) на рис. 2.2 повинен вимкнути пошкодження на ділянці АВ, для захисту якої вона була створена (перша секція захисту I), і, крім того, діятиме в разі короткого замикання на другій ділянці БВ, який захищає релейний захист II.

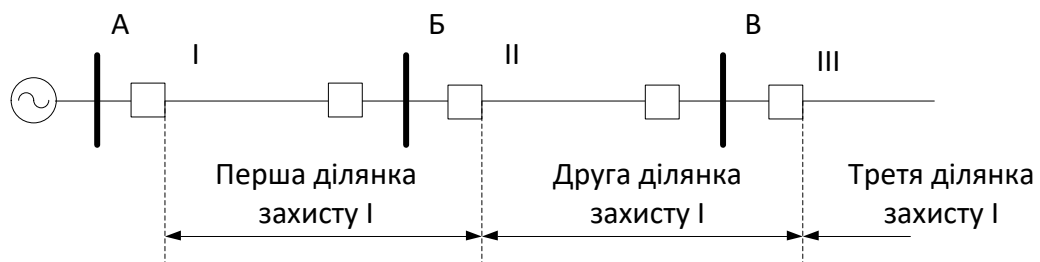


Рисунок 2.2 — Чутливість релейного захисту

У другій ділянці захисту називається віддаленим резервуванням. Необхідно вимкнути КЗ в тому випадку, якщо захист II або вимикач БВ не працює через несправність. Резервування другої ділянки - важлива вимога, якщо його не виконати, то в разі КЗ в зоні БВ і виходу з ладу його захисту

або вимикача, пошкодження залишаться відключеними, що призведе до порушення роботи споживачів у всій мережі.

2.3 Основні органи релейного захисту

Обладнання РЗ складається з декількох реле з'єднаних між собою за певною схемою. Реле є автоматичний пристрій, який буде діяти (спрацьовувати) з певним значенням, яке впливає на вхідне значення. Застосування реле:

- реле з контактами – електромеханічні. При спрацьовуванні контакти замикаються або розмикаються
- безконтактні - на напівпровідниках або на феромагнітних елементах. При певному значенні вхідного значення, вихідне значення, таке як напруга, різко змінюється.

Кожне захисне обладнання та його схема діляться на реагуючу й логічну:

- реагуюча (вимірювальна) є основною частиною, вона складається з основних реле, які постійно отримують інформацію про стан захищеного елемента і реагують на пошкодження або ненормальні режими, подаючи відповідні команди логічній частині захисту;
- логічна (або оперативна) є допоміжною частиною, яка приймає команди реакційної частини. Якщо їх послідовність і комбінація відповідають заданій програмі, вона виконує попередню операцію і видає імпульс управління при вимкненому вимикачі. Логічна частина може бути реалізована за допомогою електромеханічних реле або схем з використанням електронних пристроїв (електронних ламп або напівпровідників).

Відповідно до цього підрозділу реле захисного обладнання також поділяються на:

- основні, ті які реагують на ушкодження;
- допоміжні, ті які діють по команди основних, та використовуються в допоміжній частині.

Тому в якості реактивних реле використовують:

- реле опору, що реагують на зміну ;
- реле струму, які реагують на величину току;
- реле напруги, які реагують на величину напруги;
- реле потужності, які реагують на величину та напрямок потужності КЗ установки, що проходить через місце, захисту.

2.4. Види пошкоджень трансформаторів

Види пошкоджень трансформаторів:

- міжфазні замикання в обмотках та на виводах трансформаторів;
- однофазні замикання на землю для трансформаторів із ізольованою нейтраллю;
- одно- та двофазні замикання на землю, для трансформаторів із заземленою нейтраллю, в обмотках та на виводах;
- «пожежа» сталі;
- виткові замикання.

При міжфазних КЗ в обмотках та на виводах, та при одно- і двофазних КЗ на землю в мережах з заземленою нейтраллю істотно зростає рівень струмів в обмотках трансформатора, що зумовлює їх перегрівання, а саме виткові замикання, пожежу трансформатора і т.д. в такому разі трансформатор вимикають з усіх сторін, щоб запобігти живленню місця КЗ - від джерела живлення, від увімкнених двигунів навантаження.

При однофазних КЗ на землю з ізольованою нейтраллю рівень струмів є незначним і не загрожує роботі трансформатора. Але при цьому зростає напруга непошкоджених фаз відносно землі.

«Пожежа» сталі - виникає при пошкодженні ізоляції між пластинами магнітопроводу, і в них зростають вихрові струми (струми Фуко). Виникає місцеве перегрівання, що призводить до розкладу трансформаторної оливи, виділенням газу.

При виткових КЗ обмотки трансформатора в коротких витках виникають струми, що перевищують його номінальний струм. Захист від

таких пошкоджень, повинен діяти без витримки часу на вимикання трансформатора від мережі на тій же частоті або іншій частоті, яка називається вставкою постійного струму.

2.5 Види захисту трансформатора

Захисти що встановлюються на трансформаторах:

- функція захисту від короткого замикання полягає у відключенні пошкодженого трансформатора без затримки виконання (для обмеження розміру пошкодження та запобігання перериванню безперебійної роботи джерела живлення). Поздовжні диференціальні протектори струму використовуються для захисту потужних трансформаторів та трансформаторів малої потужності - ступінчасті захисники струму зі стійкими характеристиками. Крім того, у всіх випадках пошкодження паливного бака та зниженого рівня масла використовуються газозахисні пристрої, засновані на неелектричних принципах;
- метою захисту від зовнішнього струму короткого замикання є запобігання тривалого походження струмів КЗ у випадку виходу з ладу вимикача або захисту сусідніх компонентів шляхом відключення трансформатора. Крім того, захисний пристрій можна використовувати як основний захисний пристрій. Захисні заходи від зовнішніх коротких замикань зазвичай здійснюються за допомогою струму або (рідше) дистанційного керування із затримкою часу;
- у разі замикання на землю в обмотці трансформатора, підключеного до електромережі з низьким струмом замикання на землю, струм несправності визначається величиною ємнісного струму мережі. Отже, захист трансформатора, призначений для роботи у випадку короткого замикання, а також у випадку замикання на землю в обмотці, що працює в мережі з ізолюваною нейтраллю, повинен бути високочутливим.

Трансформатор діє швидше при зменшенні розмірів пошкодження захисту. Тому пошкодження повинні бути відключені без витримки часу.

Поява надструмів, є найбільш частішим проявом ненормальних режимів роботи трансформаторів, які виникають в трансформаторі при зовнішніх КЗ мережі та перевантаженнях. Останні виникають внаслідок само запуску електродвигунів, збільшення навантаження внаслідок відключення паралельно працюючого трансформатора та автоматичне підключення навантаження коли спрацьовує автоматичне включення резерву (АВР).

Захист від перевантаження реалізований за допомогою реле максимального струму. Оскільки перевантаження зазвичай є симетричним режимом і зазвичай не супроводжує зменшення напруги живлення, тривалість захисту від перевантаження визначається лише нагріванням ізоляції обмотки.

У масляних трансформаторів є можливість довготривалого перевантаження струму на 5%. Короточасні перенавантаження - в аварійних режимах, в мережах які вказані в табл. 2.1

Таблиця 2.1 — Співвідношення короточасних перевантажень в аварійних режимах

Перевантаження за струмом, %	35	50	60	80	100
Тривалість перевантаження, хв	125	85	50	25	15

Тому перевантаження дозволяється тривалий час, а потім сигнал повинен бути захищений професіоналами, а перевантаження необхідно захищати без розвантаження персоналу, зняти або від'єднати трансформатор.

На додаток до цієї таблиці, згідно з ПТЕ, якщо це не суперечить інструкції з експлуатації виробника, аварійне перевантаження масляного трансформатора з номінального режиму до 6 годин на день має бути постійним протягом 5 днів, не більше 5 днів на день. заводу що його виготовив.

Найчастіше трапляються короточасні перевантаження, які самоусуваються і не небезпечні для трансформатора через свою коротку тривалість. Більші навантаження викликані самопуском двигунів або

підключенням навантаження дією АВР. Відключення паралельного трансформатора може усунути обслуговуючий персонал, який має на це достатньо часу. На ПС без штатного персоналу усунення тривалих перевантажень повинно відбуватися автоматично від захисту шляхом відключення споживачів 3-ї категорії або перевантаженого трансформатора. Таким чином, захист трансформатора від перевантаження повинен діяти лише при спрацьовуванні, якщо перевантаження не може бути усунуто персоналом або автоматично. У всіх інших випадках захист повинен діяти на сигнал або автоматично переводити його розвантажуючи.

Захист від високої напруги, серед небезпечних для трансформатора режимів, що виникають в діапазоні 500 - 750 кВ, є висока напруга. Це відбувається при односторонньому відключенні довгих ліній з високою ємнісною провідністю або резонансом.

Підвищена напруга призводить до збільшення магнітної індукції в магнітопроводі трансформатора, що в свою чергу призводить до збільшення струму намагнічування та вихрового струму. Ці струми будуть нагрівати обмотки і сердечник трансформатора, що призведе до пошкодження ізоляції обмоток і "пожару сталі" сердечника. Чим більше зростання напруги, тим коротший час $t_{\text{доп}}$, якщо це дозволено.

Пристрої автоматики для трансформатора:

- автоматичне повторне підключення (АПП) використовується для повторного підключення після відключення трансформатора через максимальний струмовий захист. Вимоги та методи реалізації АПП аналогічні вимогам до обладнання ліній АПП. Основною особливістю є заборона дії трансформатора АПП у разі внутрішніх пошкоджень, цю функцію можна закрити диференціальним або газовим пристроєм захисту;
- автоматичне вмикання резервного (АВР) джерела живлення, яке використовується для автоматичного включення перемикача секцій, коли один з трансформаторів знаходиться в аварійному відключенні або коли один з трансформаторів вимкнений з інших причин;

- автоматичне від'єднання і включення одного з трансформаторів, що працюють паралельно, щоб зменшити загальні втрати потужності в трансформаторі;
- автоматичне регулювання напруги (АРН), призначене для забезпечення споживачів необхідною якістю енергії шляхом зміни коефіцієнта перетворення п понижуючих трансформаторів на підстанціях, що подають електроенергію до розподільчої мережі. Для того, щоб змінити п під навантаженням, трансформатор обладнаний РПН (перемикач, який регулює розпаювання обмоток трансформатора під навантаженням). Автоматичне перетворення п виконується спеціальним регулятором коефіцієнта перерахунку (АРКТ), який впливає на РПН під навантаженням.

Висновки

В цьому розділі було розглянуто теорію побудови релейного захисту, призначення релейного захисту, основні вимоги до релейного захисту такі як: селективність, швидкодія, надійність, чутливість. Основні органи релейного захисту. Також було описано, види пошкоджень трансформатора, види захисту трансформатора, та пристрої автоматики трансформатора

РОЗДІЛ 3 ВИБІР РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА

3.1. Застосування цифрового термінала струмових захистів 7SJ46

Цифровий захисний пристрій SIPROTEC 7SJ46 - це цифровий пристрій максимального струмового захисту із тривалим часом застосування який використовується:

- як селективний захист від короткого замикання в мережах живлення з односпрямованим живленням;
- як резервний захист пристроїв.

Для використання з метою лінійного захисту пристрій може використовуватися в мережах із заземленою нейтраллю; з нейтраллю, підключеною до землі за допомогою низького опору (резистор низького опору); з ізолюваною (або незаземленою) або компенсованою нейтраллю (підключена до землі за допомогою індуктивного опору для компенсації ємнісних струмів).

Пристрій може виконувати функцію резервного захисту трансформаторів. Цифровий пристрій SIPROTEC 7SJ46 має такі функції:

- захист струмовий з витримкою часу;
- 2-ступінчатий струмовий захист з включенням витримки часу.

Фазні струми завжди мають нормальний градус (УМЗ або АМЗ). На другому етапі можна вибрати:

- Максимальний ступінь струму для фазних струмів (UMZ).
- Нормальний каскад для струмів замикання на землю (UMZ або AMZ), що можуть бути розраховані.
- Захист AMZ, що має інтегрований метод вимірювання (дискретна емуляція), характеристика згідно з IEC або еквівалентом ANSI.
- Відключення без затримки при короткочасному включенні коротке замикання можливе з будь-якого ступеня.
- Нечутливість до компонентів постійного струму (неперіодична повільна складова струму короткого замикання), струмів перемикавання та зарядки, а також до швидкодіючих перехідних процесів.

Команди виводу

- Час запису команди відключення не менше 500 мс. Після спрацювання команда відключення зберігається до тих пір, поки збудження не зупинено.

Функції контролю

- Контроль (самодіагностика) апаратного та програмного забезпечення, що забезпечує підвищений ступінь роботи надійність. Схема управління управляє контактом під напругою та світлодіодом «ЗАПУСК / ПОМИЛКА».

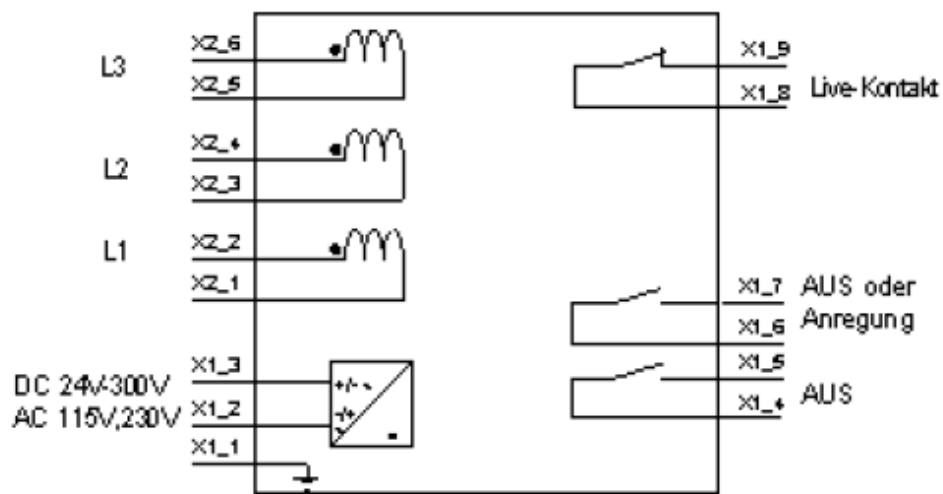


Рисунок 3.1 — Схема включення приладу 7SJ46

3.1.1 Уставки

Всі елементи регулювання та регулювання, необхідні для параметризації, розташовані на передній панелі. Вибір основних налаштувань (наприклад, вибір кривої характеристики операції захисту (характеристика часу і струму) здійснюється за допомогою перемикачів вибірково. Налаштування порогів спрацювання та констант часу здійснюються шляхом додавання Additionsverfahren за допомогою перемикачів. Таким чином визначаються окремі параметричні значення, визначаються окремі правила (тобто вони узгоджуються).

Після доставки передня панель встановлюється (активується) для використання максимального поточного стану Hochstromstufe. У цьому параметризованому варіанті не передбачено обробки номінального струму

замикання на землю. Отже, характерний тип кривої (IEC або ANSI) встановлюється (активується), що вказується в специфікації при замовленні. На момент доставки, тобто у початковому стані, всі DIP-перемикачі на передній панелі перебувають у положенні "вимкнено", тобто. ВИМК (Якщо поглянути на передню панель, перемикачі знаходяться в крайньому правому положенні).

Параметрування приладу здійснюється шляхом зміни положення окремих перемикачів DIP.

3.1.2 Приклади підключень

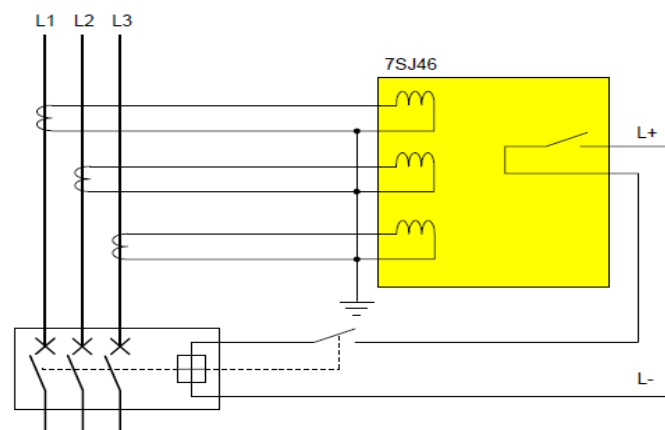


Рисунок 3.2 — Схема підключення в трьохтрансформаторній схемі для пристрою

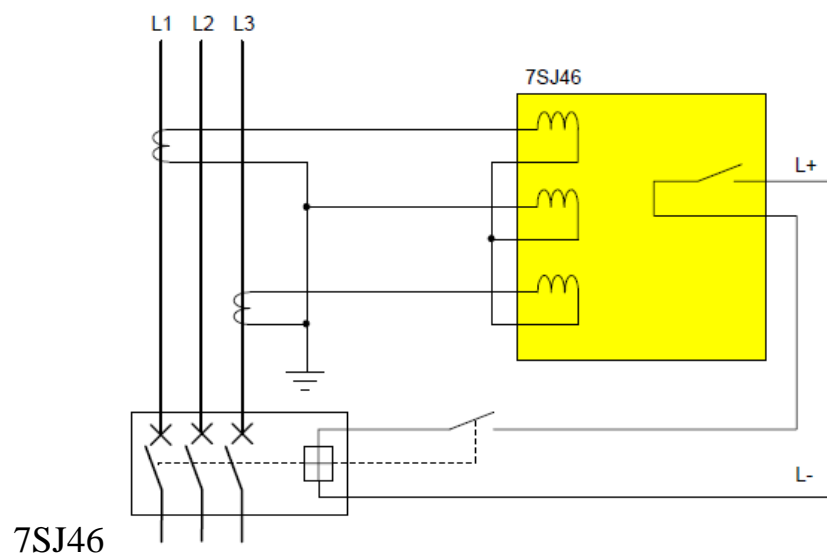


Рисунок 3.3 — Схема підключення в двохтрансформаторній схемі для пристрою 7SJ46

3.2 Опис SIPROTEC 7UT613 та його застосування

Диференціальний захист SIPROTEC 7UT613 використовується для швидкого та селективного відключення коротких замикань у обертових електричних машинах (таких як генератори та двигуни, шини з кількістю з'єднань, що не перевищує 7) та триобмоточних трансформаторах усіх класів напруги. Виходячи з типу конфігурації, можна визначити конкретне застосування пристрою, що дозволяє адаптувати реле для об'єкта, який охороняється, з максимальним ступенем.

На додаток до функції диференціального захисту, пристрій включає резервний струм захисту максимум для 1 обмотки / зірки нейтральної точки. Крім того, можна використовувати обмежений захист від замикань на землю з низьким або високим опором, захист від зворотної послідовності та захист від вимикача. Пристрій дозволяє вимірювати та контролювати до 12 різних температур за допомогою зовнішніх термодатчиків (RTD-box), завдяки яким можна повністю контролювати тепловий стан трансформатора. Захисний пристрій можна використовувати для трифазних та однофазних трансформаторів. Крім того, вбудована теплова модель дозволяє контролювати рівень омічних втрат в установці.

Цифровий пристрій 7UT613 в основному використовується як диференціальний захист для триобмоточних трансформаторів, генераторів / двигунів та коротких ліній. Під час налаштування пристрою користувач вибирає тип установки / підстанції, яку потрібно захистити. Потім обирає параметри лише для тих функцій, які мають відношення до обраної установки. Цифровий пристрій 7UT613 додатково має функцію диференціального захисту для окремих шин з не більше 7 з'єднаннями. Цей пристрій також використовує перевірений алгоритм диференціального вимірювання в реле 7UT51, тому 7UT613 має подібні характеристики для виявлення короткого замикання, визначення насиченості, часу спрацювання та обмеження перенапруги.

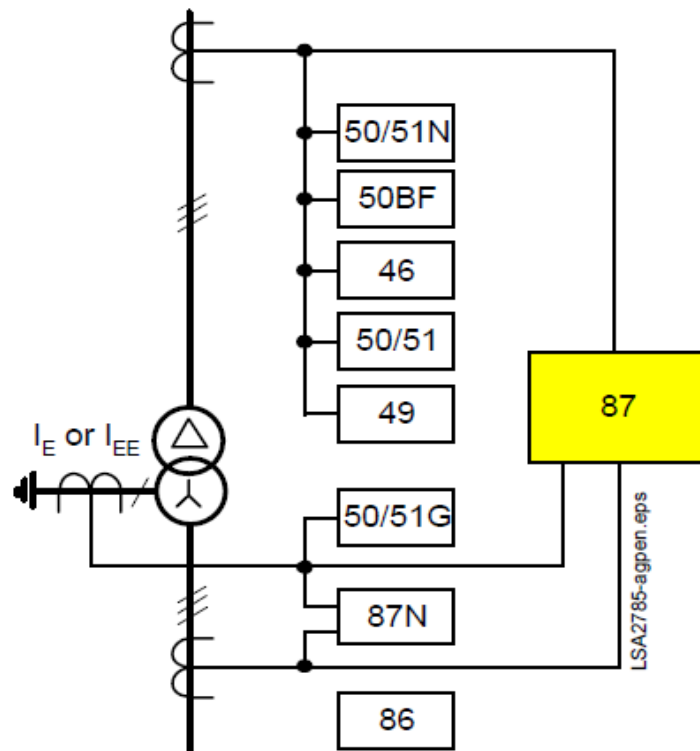


Рисунок 3.4 — Перелік захисних функцій

50/51N	Максимальний струмовий захист (обчислення струму нульової послідовності)
50BF	Захист у випадку відмови вимикача
46	Струмовий захист зворотної послідовності
50/51	Максимальний струмовий захист
49	Захист при перевантаженні
50/51G	Максимальний струмовий захист (для вимірювання струму нульової послідовності)
87N	Обмежений захист при випадках замикань на землю
86	Функція блокування
26	Блок для вимірювання температури / термодатчик (RTD)
88	Диференційний захист

3.3 Вибір захисту трансформатора

Диференційний захист обираємо, як основний вид захисту із застосуванням мікропроцесорного пристрою захисту SIEMENS 7UT613.

У таблиці 3.1. представлені вихідні дані трансформатора ТРДН-40000/110 для розрахунку.

Таблиця 3.1 — Вихідні дані трансформатора ТРДН-40000/110

Номінальна напруга для сторони ВН	115 кВ
Номінальна напруга для сторони НН	11 кВ
Напруга U_k	10,5 %

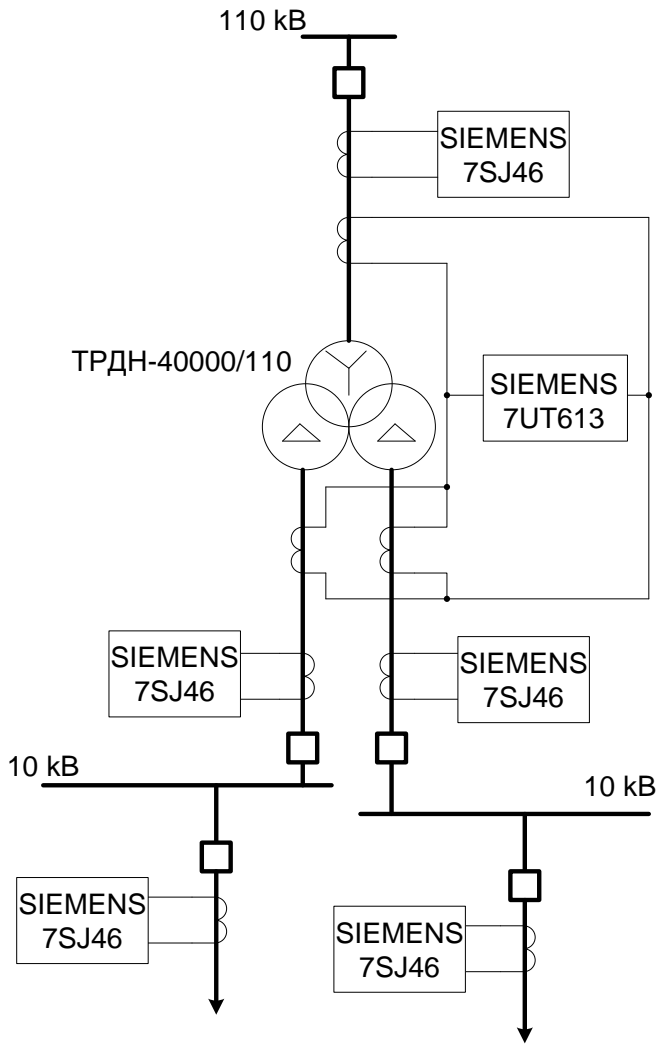


Рисунок 3.4 — Схема розстановки захисту силового трансформатора

3.3.1 Диференційний захист трансформатора

Диференційний РЗ отримав широке поширення як основний швидкодіючий РЗ для трансформаторів від замикань витків однієї фази від КЗ між фазами та однофазних КЗ на землю.

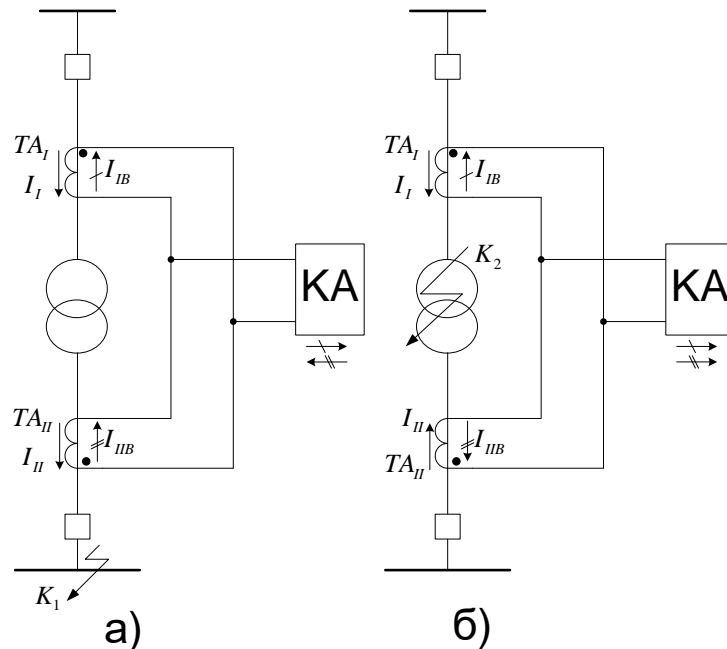


Рисунок 3.5 — Дія диференційного захисту трансформатора зовнішнього КЗ (а) та КЗ в трансформаторі (б)

З урахуванням того, що при зовнішньому КЗ захист не повинен діяти, а при КЗ в трансформаторі - має працювати, виконується схема захисту. З обох сторін трансформатора, який захищається, встановлюються трансформатори струму ТА1 і ТА2, що живлять схему. Вторинні обмотки трансформаторів з'єднуються за допомогою різних полярностей так, щоб при навантаженні і зовнішньому КЗ вторинні струми I_{IB} та I_{IIB} були направлені послідовно в контурі з'єднувальних проводів. При включенні диференціального реле КА паралельно вторинним обмоткам, в разі зовнішнього КЗ і при навантаженні струмом вторинні струми I_{IB} та I_{IIB} замикаються по обмотці реле КА і направлені в ній зустрічно, саме тоді струм в реле обчислюється як різниця вторинних струмів: $I_p = I_{IB} - I_{IIB}$.

Струм у реле, при КЗ в трансформаторі, що захищається, дорівнює сумі вторинних струмів та які проходять по обмотці реле в одному напрямку: $I_p = I_{IB} + I_{IIB}$.

При значенні спрацьовує реле і відключає трансформатор.

Вторинні струми врівноважуються в плечах РЗ для того щоб диференційний РЗ не працював при навантаженні і зовнішніх КЗ. Вторинні струми врівноважуються так, щоб струм у реле, рівний їх різниці, був відсутній: $I_p = I_{IB} - I_{IIB} = 0$.

А значення струмів мають співпадати по модулю і фазі: $I_{IB} = I_{IIB}$.

Обчислення номінального струму трансформатора на стороні ВН:

$$I_{номВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ВН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209.95 \text{ A}.$$

Обчислення номінального струму трансформатора на стороні НН:

$$I_{номНН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{НН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2309.4 \text{ A}.$$

Обчислення спрацювання захисту струму:

$$I_{с.з} = k_n I_{нб.розр}, \quad (3.1)$$

де $I_{нб.розр}$ - розрахунковий струм небалансу, викликаний похибкою ТС,

k_i - коефіцієнт надійності, який приймає значення від 1 до 4; $k_i = 2$.

Обчислення струму небалансу:

$$I_{нб.розр} = \frac{I_{ВН}}{K_{ТСВН}} - \frac{I_{НН}}{K_{ТСНН}}, \quad (3.2)$$

$K_{ТСВН}$ - коефіцієнт трансформації ТС на стороні ВН;

$K_{ТСНН}$ - коефіцієнт трансформації ТС на стороні НН.

$$K_{ТСВН} = \frac{300}{5}; \quad K_{ТСНН} = \frac{3000}{5}.$$

$$I_{нб.розр} = \frac{209.95}{\frac{300}{5}} - \frac{2309.4}{\frac{3000}{5}} = -0.35 \text{ A}.$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{с.з} = 2 \cdot 0.35 = 0.7 \text{ A}.$$

3.3.2 Розрахунок МСЗ введів ВН і НН

Обчислення струму спрацювання на вводі НН.

Максимальний робочий струм:

$$I_{роб.макс} = I_{номНН} + I_{ABP} = 2309.4 + 150 = 2459.4 \text{ A}.$$

Обчислення струму спрацювання МСЗ вводу НН за максимальним робочим струмом:

$$I_{сз} \geq \frac{k_n \cdot k_{сзн}}{k_n} \cdot I_{роб.макс.} = \frac{1.2 \cdot 1.5}{0.95} \cdot 2459.4 = 4659.92 \text{ A}.$$

Струм спрацювання МСЗ вводу НН за умовою узгодження:

$$I_{сз} \geq \frac{k_n}{k_n} \cdot \left(\sum_1^n I_{сз.поперед.макс(n)} + \sum_1^{N-n} I_{сз.поперед.макс(N-n)} \right) = \frac{1.2}{1} \cdot (298 + 94.11) = 470.532 \text{ A}.$$

Обирається більше значення: $I_{сз} = 4659.92 \text{ A}.$

Обчислення струму спрацювання реле:

$$I_p = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{n_T} = \frac{4659.92 \cdot 1}{\frac{3000}{5}} = 7.77 \text{ A}.$$

$$I_p = 7.8 \text{ A}.$$

Тоді значення відкоректованого струму спрацювання захисту дорівнює:

$$I_{сз} = \frac{I_p \cdot n_{мс}}{k_{сх}} = \frac{7.8 \cdot \frac{3000}{5}}{1} = 4680 \text{ A}.$$

Коефіцієнт чутливості МСЗ вводу НН:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.НН}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot I_{\text{к.НН}}^{(3)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot 9750}{4680} = 1.8 > 1.5.$$

Захист задовольняє умову чутливості.

Обчислення струму спрацювання на вводі ВН.

Струм спрацювання МСЗ вводу ВН:

$$I_{\text{сз}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{сз.поперед.макс}} / N_{\text{т}} = 1.2 \cdot 4680 / 115/11 = 537.18 \text{ A}$$

Обираємо більше значення:

$$I_{\text{сз}} = 537.2 \text{ A.}$$

Обчислення струму спрацювання реле:

$$I_{\text{р}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{сх}}}{n_{\text{т}}} = \frac{537.2 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 15.5 \text{ A.}$$

$$I_{\text{р}} = 15.55 \text{ A.}$$

Тоді значення відкоректованого струму спрацювання захисту дорівнює:

$$I_{\text{сз}} = \frac{I_{\text{р}} \cdot n_{\text{тс}}}{k_{\text{сх}}} = \frac{15.55 \cdot 300/5}{\sqrt{3}} = 538.7 \text{ A.}$$

Коефіцієнт чутливості МСЗ вводу НН:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.НН}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot I_{\text{к.НН}}^{(3)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot 2110}{538.7} = 3.39 > 1.5.$$

Захист задовольняє умові чутливості.

Розрахунок спрацювання відсічки.

Струмова відсічка встановлена на стороні ВН трансформатора.

Обчислення струму спрацювання відсічки (при $k_{\text{відс}} = 1.2$):

$$I_{\text{с.в}} = k_{\text{відс}} \cdot I_{\text{к.ВН}}^{(3)} = 1.2 \cdot 2110 = 2532 \text{ A.}$$

Струм спрацювання реле (при $k_{\text{сх}} = \sqrt{3}$, схема з'єднання ТС – трикутник):

$$I_p = \frac{I_{св} \cdot k_{сх}}{n_T} = \frac{2532 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 73.09 \text{ A}.$$

Приймаємо $I_p = 73.1 \text{ A}$.

Захист задовольняє умову чутливості.

Розрахунок струму спрацювання на вводі ВН.

Струм спрацювання МСЗ вводу ВН:

$$I_{сз} \geq k_n \cdot I_{сз.поперед.макс} / N_m = 1.2 \cdot 4680 / 115/11 = 537.18 \text{ A}$$

Обирається більше значення:

$$I_{сз} = 537.2 \text{ A}.$$

Обчислення струму спрацювання реле:

$$I_p = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{n_T} = \frac{537.2 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 15.5 \text{ A}.$$

$$I_p = 15.55 \text{ A}.$$

Тоді значення відкоректованого струму спрацювання захисту дорівнює:

$$I_{сз} = \frac{I_p \cdot n_{mc}}{k_{сх}} = \frac{15.55 \cdot 300/5}{\sqrt{3}} = 538.7 \text{ A}.$$

Коефіцієнт чутливості МСЗ вводу НН:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.НН}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot I_{к.НН}^{(3)}}{I_{сз}} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot 2110}{538.7} = 3.39 > 1.5.$$

Захист задовольняє умові чутливості.

Розрахунок спрацювання відсічки.

Струмова відсічка встановлена на стороні ВН трансформатора.

Струм спрацювання відсічки (при $k_{відс} = 1.2$):

$$I_{с.в} = k_{відс} \cdot I_{к.ВН}^{(3)} = 1.2 \cdot 2110 = 2532 \text{ A}.$$

Струм спрацювання реле (при $k_{сх} = \sqrt{3}$, схема з'єднання ТС – трикутник):

$$I_p = \frac{I_{c\phi} \cdot k_{cx}}{n_T} = \frac{2532 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 73.09 \text{ A}.$$

Приймається $I_p = 73.1 \text{ A}$.

Тоді значення відкоректованого струму спрацювання захисту дорівнює:

$$I_{c3} = \frac{I_p \cdot n_{mc}}{k_{cx}} = \frac{73.1 \cdot 300/5}{\sqrt{3}} = 2532.26 \text{ A}.$$

Вирахуємо коефіцієнт чутливості:

$$k_q = \frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_{c3}} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot I_{\kappa.HH}^{(3)}}{I_{c3}} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot 9750}{2532.66} = 3.33 > 1.5.$$

Захист задовольняє умові чутливості.

Захист від перевантаження встановлюється в одній фазі і діє на сигнал на стороні ВН трансформатора.

Вирахуємо струм спрацювання з врахуванням можливої роботи з АВР НН:

$$I_{c3} = \frac{k_{\text{відс}}}{k_n} \cdot (I_{\text{номВН}} + I_{\text{АВР.НН}}) = \frac{1.05}{0.95} \cdot (209.95 + 150 \cdot \frac{11}{115}) = 247.91 \text{ A}.$$

Обчислення струму спрацювання реле:

$$I_p = \frac{I_{c3} \cdot k_{cx}}{n_T} = \frac{84.725 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 2.44 \text{ A}.$$

У даному розділі були проведені розрахунки уставок для захисних пристроїв: SIPROTEC 7UT613 та SIPROTEC SJ46.

Висновки

У цьому розділі розглядаються та описуються функції обраного мікропроцесорного пристрою SIPROTEC 7UT613 для захисту трансформатора. Описуються можливі способи налаштування та використання цього пристрою. Також розглянуто програмне забезпечення та підключення, наведені методи встановлення налаштувань, їх функціональні

можливості та принципи роботи з ними. Описані принципи створення логіки роботи пристроїв. Диференційний захист трансформатора, та розрахунок максимального струмового захисту вводів ВН і НН.

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС МОДЕРНІЗАЦІЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Метою даного розділу є проведення аналізу технічних та організаційних заходів з електробезпеки та пожежної безпеки під час модернізації диференційного реле SIPROTEC 7UT613 для захисту трансформатора підстанції напругою 110/10 кВ.

4.1 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання

Таблиця 4.1 — Загальна характеристика підстанції

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Закрита розподільча установка	Внутрішня ЕУ	Окреме приміщення на поверхні землі (18х11х6,3)м	Приміщення з підвищеною небезпекою	Категорія Д

Таблиця 4.2 — Показники технічних характеристик ЕУ

Найменування ЕУ і марка	Основні характеристики	Числове значення показника
Трансформатор ТРДН-40000/110-75У1 розміщене в приміщенні закритої розподільчої установки	Номінальна напруга	115/11 кВ
	Номінальна потужність	40000 кВА
	Загальна маса	62000 кг
	Габаритні розміри	5200х2100х3640 мм
	Маса і марка масла	15100 кг, Т-1500У
	Маркування	ТРДН-40000/110-75У1
Цифрове диференційне реле захисту SIEMENS 7UT613 встановлене в шафі розподільчої установки	Допоміжна напруга	110-250 В
	Поріг дискретного входу	88 В
	Сила струму	5А
	Частота періодичних процесів	50/60 Гц
	Габаритні розміри	1/2х19"
	Загальна маса	8,7 кг
	Розміщення шафи	На висоті 1,8 м

4.2 Визначення обсягів і послідовності робіт під час модернізації енергетичного об'єкту

Таблиця 4.3 — Послідовність виконаних дій

Вид робіт	Спосіб доставки і розгрузки	Період виконання робіт і тривалість	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
Монтаж релейного захисту SIEMENS 7UT613	Транспорт, ручна	Літній, 2 робочих днів	3 особи	Не менше як IV (III)

4.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Таблиця 4.4 — Чинники умов праці та їх показники

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість Швидкість вітру	(20...25)C° (40...60)% 0,00 м/с
Важкість праці	Переміщення вантажів Робоче положення Статичні та динамічні навантаження Категорія робіт	До 10 кг Стоячи, на підвищенні до 2м 172 Дж/с II категорія
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження Тривалість активних дій Змінність Напруженість органів чуття: зір Категорія	60% 80% 1 зміна, 8 годин 40% робочого часу II категорія
Освітлення штучне	Освітленість, лк	200 лк
Електричний струм	Струм, А	5А

4.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Таблиця 4.5 — Перелік небезпечних та шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Напруга	250 В	6 В
Струм	1А	0,6 мА
Оцінка умов праці	Шкідливі 2 категорії	

4.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Таблиця 4.6 — Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
Ізоляція	Робоча струмовідвідних частин	Полівінілхлорид $R=0,5 \text{ Ом}$, $\text{tg}\delta=0,01$
Заземлення	Ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення	Переносне заземлення 16 кв мм
Організаційні заходи з електробезпеки		
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи зі зняттям напруги	Наряд-допуск на одну робочу зміну
Розміщення плакату безпеки	Плакати приписуючі, забороняючі	«Працювати тут» «Не вмикати працюють люди»

4.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Таблиця 4.7 — Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування, модель, матеріал	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захисний одяг	Захист від механічних ушкоджень та від виробничого бруду	Cerva, костюм Ralf	2 роки	Літній
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	Delta Plus, кросівки робочі (металевий носок)	1 рік	Для захисту
Захист рук	Захист від механічних пошкоджень	Рукавиці з бавовни, прорезинові	5 робочих змін	Для монтажу обладнання.
Захист голови	Захист від виробничих травм	Захисні каски стандарту EN50365, PW50	Визначається виробником	Під час монтажних робіт

4.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Таблиця 4.8 — Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні		
Вуглекислотний вогнегасник ВВК2:	Маса вогнегасної речовини-2 кг; довжина стуменя-1,5 м; тривалість подання вогнегасної речовини-6-12 с; вогнегасна здатність класу В – 21В; габаритні розміри-550x110x160.	У приміщенні в коридорах.

4.8 Розрахунок кабелю, для підключення шафи релейного захисту до контуру захисного заземлення електричної підстанції.

Розраховуємо струм однофазного короткого замикання I_{K3} і співставляємо отримані величини зі значенням номінального струму спрацювання максимального струмового захисту пристрою.

Вимкнення відбувається під час використання автоматичного пристрою, який відмикає струм короткого замикання:

$$I_{K3} \geq 1,25 \cdot I_{авт}^{ном}, \quad (4.1)$$

де $I_{авт}^{ном}$ – номінальний струм автоматичного пристрою,

$$I_{K3} \geq 1,25 \cdot 32 = 40 \text{ А.}$$

Розрахуємо I_{K3} для кабельних мереж:

$$I_{K3} = \frac{U_{\phi}}{\left(r_{\phi} + r_{PE} + \left(\frac{r_{TP}}{3}\right)\right)}, \quad (4.2)$$

де $U_{\phi} = 230 \text{ В}$ – фазна напруга;

r_{ϕ} , r_{TP} – відповідно активний опір фазного проводу та трансформатора;

r_{PE} – відповідно активний опір захисного проводу:

$$r = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (4.3)$$

де ρ – питомий опір міді – $0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$, l – довжина ділянки проводу; S_i – площа поперечного перерізу проводу:

$$r_{\phi} = \frac{0,0175 \cdot 15}{2,5} = 0,105 \text{ Ом},$$

$$r_{PE} = \frac{0,0175 \cdot 15}{2,5} = 0,105 \text{ Ом},$$

$$r_{TP} = 3,11 \text{ Ом (табл. 4.9)},$$

Таблиця 4.9 — Значення опору трансформаторів.

Потужність трансформатора, кВА	Z _{тр} при схемі з'єднання обмоток	
	зірка	трикутник
25	3,11	0,91
40	1,95	0,56
63	1,24	0,36

Тоді:

$$I_{K3} = \frac{230}{0,105 + 0,105 + \left(\frac{3,11}{3}\right)} = 183 \text{ А}$$

$$183 \text{ А} \geq 40 \text{ А}.$$

Розраховуємо напругу на корпусі електроустановки, без повторного заземлення захисного провідника:

$$U_K = I_{K3} \cdot Z_3 \leq U_D(t_c) \quad (4.5)$$

де $U_D(0,5)$ – допустима напруга дотику (табл. 4.10)

Таблиця 4.10 — Допустимий рівень напруги дотику.

Тривалість дії (не більш як), t _c , с	0,1	0,2	0,5	0,7	0,9	1,0...5,0
Напруга дотику, U _д , В	500	400	200	130	100	65

Z₃ – повний опір захисного проводу, $Z_3 = r_3$.

$$U_K = 183 \cdot 0,105 = 19 \text{ В},$$

$$19 \text{ В} \leq 200 \text{ В}.$$

Умови рівності виконуються.

Висновки

В даному розділі були розглянуті вирішення основних питань, щодо створення безпечних умов праці на робочих місцях, визначено шкідливі і небезпечні виробничі чинники, обрано технічні та організаційні заходи з електробезпеки та пожежної безпеки щодо підстанції напругою 110/10 кВ. Отже, щоб уникнути нещасних випадків у надзвичайних ситуаціях потрібно своєчасно проводити навчання та перевірку знань з питань охорони праці, та дотримуватися всіх норм безпеки, забезпечувати персонал необхідними засобами індивідуального захисту. Розраховано кабель для підключення шафи релейного захисту до контуру захисного заземлення електричної підстанції

Також, було сплановано послідовність робіт під час модернізації, а саме монтажу диференційного реле SIPROTEC 7UT613 для захисту трансформатора даної підстанції.

РОЗДІЛ 5 СТАРТАП-ПРОЕКТ ЩОДО МОДЕРНІЗАЦІЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Щороку багато нових інноваційних ідей викликають інтерес у потенційних інвесторів. Більшість з них пов'язані з Інтернетом, мобільним зв'язком та ІТ, але все більше проектів з'являється в медичній і фармацевтичній галузі, енергетиці, які вважаються перспективними напрямками.

Сучасний світ диктує тенденції зростання попиту на технології та ідеї, що полегшують життя користувачів і пов'язані з високими технологіями. Сучасна економіка швидко розвивається, тому, щоб задовольнити вимоги міжнародного ринку, компаніям необхідно створити відповідні інноваційні продукти. На сучасному етапі становлення економіки України розвиток стартапів є важливим аспектом підвищення привабливості інвестиційного середовища країни, започаткування інноваційної діяльності та забезпечення підтримки малих та середніх підприємств.

5.1 Опис ідеї проекту

Для модернізації релейного захисту та подальшому застосуванні на підстанції «Політехнічна 110/10» проведено аналіз якості для порівняння мікропроцесорного пристрою диференціального захисту трансформатора RET650 A01 фірми «ABB» з аналогічним мікропроцесорним пристроєм диференціального захисту трансформатора 7UT613 фірми «Siemens». Зміст ідеї, напрямки застосування, переваги та вигоди для споживача наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 — Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Переваги та вигоди споживача
Обрання оптимального за якістю мікропроцесорного пристрою диференціального захисту трансформатора	Силові трансформатори	Швидкодійний селективний захист і моніторинг трансформаторів, а також управління ними, роботи в широкому діапазоні частот

5.2 Аналіз потенційних техніко-економічних переваг ідеї проекту

При оцінці рівня якості системи захисту трансформатора було враховано максимально можливу кількість показників, що визначають основні характеристики пристроїв.

Узагальнюючий показник якості пристрою Siemens 7UT613 в порівнянні з базовим - ABB RET650 A01, рівень якості якого прийнято рівним одиниці, був визначений таким чином:

$$\beta = \sum_{i=1}^n K_{yi} \cdot K_{Bi}, \quad (5.1)$$

де K_{yi} - коефіцієнт, що характеризує ступінь зміни i -го параметра;

K_{Bi} - коефіцієнт, що враховує важливість i -го показника;

n - кількість порівнюваних показників.

Показники технічного рівня застосованого в даному проекті пристрою захисту Siemens 7UT613 і порівнюваного пристрою ABB RET650 A01 наведені в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 — Показники технічного рівня захисту

№ п.п.	Показник	Пристрій	
		Siemens 7UT613	ABB RET650 A01
1	Час спрацювання захисту, мс	28	32
2	Вартість, €	6350	8650
3	Кількість дискретних входів	5	9
4	Споживана потужність, Вт: в нормальному режимі:	10,0	12,0
5	Кількість функцій, що розраховується	16	17

5.2.1 Результати ранжирування показників і перевірка ступеня придатності експертних оцінок

В результаті аналізу показників та їх обговорення кожним експертом була оцінена ступінь важливості показників шляхом присвоєння їм рангу. Найбільш важливий з точки зору експерта, показник оцінений першим

рангом, а в міру спадання важливості ранг зростає. Результати експертного ранжирування зведені в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 — Результати експертного ранжирування

Найменування показників	Ранг показника з точки зору експерта					Сума рангів R_i	Різниця Δi	Δi^2
	1-го	2-го	3-го	4-го	5-го			
1. Час спрацювання захисту	2	2	1	1-2	1-2	8	-7	49
2. Вартість	4	5	4-5	5	4	22,5	7,5	56,25
3. Кількість дискретних входів	5	3	4	3-4	4-5	20	5	25
4. Споживана потужність	3	4	3-4	2-3	4	17	2	4
5. Кількість функцій, що розраховуються	1	1	2	2-3	1	7,5	-7,5	56,25
Сума	15	15	15	15	15	75	0	190,5

Середня сума рангів обчислена за формулою:

$$T = \frac{1}{n} \cdot R_i = \frac{1}{5} \cdot 75 = 15, \quad (5.2)$$

де n – кількість експертів;

R_i – сума рангів.

Відхилення суми рангів по кожному показнику:

$$\Delta i = R_i - T \quad (5.3)$$

Загальна сума квадратів відхилень:

$$S = \sum_{i=1}^5 \Delta i^2 = 56,25 + 49 + 56,25 + 25 + 4 = 190,5 \quad (5.4)$$

Коефіцієнт конкордації:

$$W = \frac{12 \cdot S}{N^2(n^3 - n)} = \frac{12 \cdot 190,5}{5^2(5^3 - 5)} = 0,762 \quad (5.5)$$

Розрахована величина W порівнюється з мінімально допустимою (нормативною) для засобів ВТ $W_H = 0,67$.

Оскільки $W = 0,762 \geq W_H = 0,67$, отримані дані заслуговують довіри і придатні для подальшого використання.

5.2.2 Розрахунок за оцінкою попарного пріоритету показників

Використовуючи отримані від кожного експерта результати ранжування показників, було проведено виявлення попарного пріоритету показників.

Для цього послідовно порівнювались попарно всі показники і визначені співвідношення між ними:

Результати виявлення попарного пріоритету неведені в табл. 5.4. На підставі проставлених знаків попарного пріоритету визначений підсумковий, за думкою всіх експертів.

Таблиця 5.4 — Результати виявлення попарного пріоритету

Порівняння показників	Пріоритет початкового показника даного експерта						Оцінки попарного пріоритету	
	1-им	2-им	3-ім	4-им	5-им	Підсумок	По підсумковому знаку пріоритету	По знакам кожного експерта
1 и 2	>	>	>	>	>	>	0,75 і 0,25	1,0 і 0,0
1 и 3	>	>	>	>	>	>	0,75 і 0,25	1,0 і 0,0
1 и 4	>	>	>	>	>	>	0,75 і 0,25	1,0 і 0,0
1 и 5	<	<	<	<	<	<	0,25 і 0,75	0,0 і 1,0
2 и 3	>	<	<	<	<	<	0,25 і 0,75	0,2 і 0,8
2 и 4	<	<	<	<	=	<	0,25 і 0,75	0,1 і 0,9
2 и 5	<	<	<	<	<	<	0,25 і 0,75	0,0 і 1,0
3 и 4	<	>	<	<	<	<	0,25 і 0,75	0,2 і 0,8
3 и 5	<	<	<	<	<	<	0,25 і 0,75	0,0 і 1,0
4 и 5	<	<	<	=	<	<	0,25 і 0,75	0,1 і 0,9

Виявлення попарного пріоритету було проведено Ще одним методом диференційованого обліку оцінок, який передбачає роздільний облік знаку кожного експерта наступним чином:

- За кожен знак ">" вихідного показника йому дається оцінка;
- За кожен знак "=" вихідного (і порівнюємо) показнику дається оцінка;
- За кожен знак "<" вихідний показник отримує 0.

5.2.3 Розрахунок значень оцінок попарного пріоритету показників за кількістю переваг

Був виконаний розрахунок попарного пріоритету показників методом сумарної кількості переваг.

На підставі результатів ранжирування показників (табл. 5.3) була складена таблиця оцінок пріоритету всіх можливих пар показників і за кожною парою визначені сума переваг P_i . Результати визначення попарних переваг наведені в табл. 5.5.

Таблиця 5.5 — Результати визначення попарних переваг

Порівняння показників	Пріоритет початкового показника на думку експерта					Кількість уподобань (P_i)
	1-го	2-го	3-го	4-го	5-го	
1 і 2	>	>	>	>	>	5,0 і 0,0
1 і 3	>	>	>	>	>	5,0 і 0,0
1 і 4	>	>	>	>	>	5,0 і 0,0
1 і 5	<	<	<	<	<	0,0 і 5,0
2 і 1	<	<	<	<	<	0,0 і 5,0
2 і 3	>	<	<	<	<	1,0 і 4,0
2 і 4	<	<	<	<	=	0,5 і 4,5
2 і 5	<	<	<	<	<	0,0 і 5,0

Продовження таблиці 5.5.						
3 і 1	<	<	<	<	<	0,0 і 5,0
3 і 2	<	>	>	>	<	3,0 і 2,0
3 і 4	<	>	<	<	<	1,0 і 4,0
3 і 5	<	<	<	<	<	0,0 і 5,0
4 і 1	<	<	<	<	<	0,0 і 5,0
4 і 2	>	>	>	>	=	4,5 і 0,5
4 і 3	>	<	>	>	>	4,0 і 1,0
4 і 5	<	<	<	=	<	0,5 і 4,5
5 і 1	>	>	<	<	>	3,0 і 2,0
5 і 2	>	>	>	>	>	5,0 і 0,0
5 і 3	>	>	>	>	>	5,0 і 0,0
5 і 4	>	>	>	=	>	4,5 і 0,5

Оцінки показників за кількістю переваг, сума переваг і оцінки пріоритету наведені в табл. 5.6.

Таблиця 5.6 — Оцінки показників за кількістю переваг

Показники, що зрівнюються	Кількість уподобань вихідного показника		Оцінки показників по кількості уподобань	Сума уподобань	Оцінка пріоритету
	попарних (P_i)	загальних (P_i)			
1 і 2	5,0	15,0	15 і 1,5	16,5	0,91 і 0,09
1 і 3	5,0		15 і 4,0	19,0	0,79 і 0,21
1 і 4	5,0		15 і 5,5	20,5	0,73 і 0,27
1 і 5	0,0		15 і 9,0	24,0	0,625 і 0,375
2 і 1	0,0	1,5	1,5 і 15,0	16,5	0,09 і 0,91
2 і 3	1,0		1,5 і 4,0	5,5	0,27 і 0,73
2 і 4	0,5		1,5 і 5,5	7,0	0,21 і 0,79
2 і 5	0,0		1,5 і 9,0	10,5	0,14 і 0,86
3 і 1	0,0	4,0	4,0 і 15,0	19,0	0,21 і 0,79
3 і 2	3,0		4,0 і 1,5	5,5	0,73 і 0,27
3 і 4	1,0		4,0 і 5,5	9,5	0,42 і 0,58
3 і 5	0,0		4,0 і 9,0	13,0	0,31 і 0,69

Продовження таблиці 5.6.					
4 и 1	1,5	5,5	5,5 і 15,0	20,5	0,27 і 0,73
4 и 2	4,0		5,5 і 1,5	7,0	0,79 і 0,21
4 и 3	0,0		5,5 і 4,0	9,5	0,58 і 0,42
4 и 5	0,0		5,5 і 9,0	14,5	0,38 і 0,62
5 и 1	0,0	9,0	9,0 і 15,0	24,0	0,375 і 0,625
5 и 2	4,5		9,0 і 1,5	10,5	0,86 і 0,14
5 и 3	4,0		9,0 і 4,0	13,0	0,69 і 0,31
5 и 4	0,5		9,0 і 5,5	14,5	0,62 і 0,38

Дані чисельної оцінки попарного пріоритету показників використовуються для розрахунків величин коефіцієнтів важливості кожного показника.

Результати розрахунків за підсумковим знаком пріоритету (метод А) і з урахуванням знаків кожного експерта (метод Б) наведені в табл. 5.7, а за сумарною кількістю переваг (метод В) - в табл. 5.8.

Таблиця 5.7 — Розрахунок коефіцієнтів важливості (K_{Bi}) показників

	Матриця значень оцінок					Перший етап		Другий етап		Третій етап	
	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	Сума оцінок	Коеф. K_{Bi}	Сума оцінок	Коеф. K_{Bi}	Сума оцінок	Коеф. K_{Bi}
X_1		0,75	0,75	0,75	0,25	2,5	0,25	4,125	0,236	7,406	0,237
		1,0	1,0	1,0	0,0	3,0	0,3	3,1	0,194	6,962	0,286
X_2	0,25		0,25	0,25	0,25	1,0	0,1	2,25	0,129	3,812	0,122
	0,0		0,2	0,1	0,0	0,3	0,03	0,38	0,024	1,258	0,052
X_3	0,25	0,75		0,25	0,25	1,5	0,15	2,625	0,15	4,843	0,155
	0,0	0,8		0,2	0,0	1,0	0,1	6,00	0,375	0,420	0,017
X_4	0,25	0,75	0,75		0,25	2,0	0,2	3,25	0,184	6,0	0,192
	0,0	0,9	0,8		0,1	1,8	0,18	0,582	0,036	5,734	0,235

Таблиця 5.8 — Розрахунок коефіцієнтів K_{Bi} за сумарною кількістю переваг.

	Матриця значень оцінок					Перший етап		Другий етап		Третій етап	
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	Сума оцінок	Коеф. K_{Bi}	Сума оцінок	Коеф. K_{Bi}	Сума оцінок	Коеф. K_{Bi}
X ₁		0,91	0,79	0,73	0,625	3,055	0,306	5,031	0,299	8,606	0,298
X ₂	0,09		0,27	0,21	0,14	0,71	0,071	1,506	0,089	2,488	0,086
X ₃	0,21	0,73		0,42	0,31	1,67	0,167	2,797	0,167	4,841	0,168
X ₄	0,27	0,79	0,58		0,38	2,02	0,202	3,321	0,198	5,752	0,199
X ₅	0,375	0,86	0,69	0,62		2,545	0,254	4,161	0,247	7,171	0,249
Сума						10,00	1,00	16,816	1,0	28,858	1,0

5.2.4 Підсумкові результати розрахунків узагальнюючих показників якості

Розрахунок коефіцієнтів зміни показників K_{yi} за кожним показником проведено на підставі порівняння величини показника порівнюваного пристрої з відповідним показником пристрою, застосованого в даному проекті.

$$K_{yi} = P_{Ci} / P_i \text{ або } K_{yi} = P_i / P_{Ci}, \quad (5.6)$$

Нижче в табл.5.9 наведено розрахунок коефіцієнтів K_{yi} з використанням даних з табл. 5.2:

- | | |
|------------------------------------|---------------------------------|
| 1) для часу спрацювання захисту | $K_{y1} = 32 / 28 = 1,143;$ |
| 2) для вартості | $K_{y2} = 8675 / 6350 = 1,366;$ |
| 3) для кількості дискретних входів | $K_{y3} = 5/9 = 0,556;$ |
| 4) для споживаної потужності | $K_{y4} = 12 / 10 = 1,2;$ |

Таблиця 5.9. — Розрахунок коефіцієнтів K_{yi}

Найменування показників	Коеф. K_{y_i} по пристроям:		Коефі- цієнти K_{B_i}	Добуток $K_{y_i} \cdot K_{B_i}$ по пристроям:	
	RET 650	7UT613		RET 650	7UT613
1	2	3	4	5	6
1. Час спрацювання захисту	1,0	1,143	0,237	0,237	0,271
			0,286	0,286	0,327
			0,298	0,298	0,341
2. Вартість	1,0	1,366	0,122	0,122	0,167
			0,052	0,052	0,069
			0,086	0,086	0,118
3. Кількість дискретних входів	1,0	0,556	0,155	0,155	0,0862
			0,017	0,017	0,00945
			0,168	0,168	0,093
4. Споживана потужність	1,0	1,2	0,192	0,192	0,2304
			0,235	0,235	0,282
			0,199	0,199	0,239
5. Кількість функцій, що розраховуються	1,0	0,941	0,294	0,294	0,277
			0,410	0,410	0,386
			0,249	0,249	0,234
Загальний показник якості β				1,0	1,031
				1,0	1,074
				1,0	1,025

Проведені розрахунки є підставою для порівняльного аналізу техніко-економічних показників, що описані в табл. 5.10.

Таблиця 5.10 — Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту

№ п/п	Техніко-економічні характеристики ідеї	Обладнання, що порівнюється		W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
		Мій проект Siemens 7UT613	Конкурент ABB RET 650 A01			
1	Можливість застосування для різної категорії обладнання	Можливо застосовувати	Можливо застосовувати		+	
2	Споживана потужність, Вт	10	12			+
3	Вартість, €	6350	8650			+
4	Час спрацювання захисту, мс	28	32			+
5	Кількість функцій	16	17	+		

На підставі аналізу якісних та техніко-економічних показників, а також із урахуванням характеристик ідеї проекту, визначено перелік факторів конкурентоспроможності мікропроцесорного пристрою диференціального захисту трансформатора Siemens 7UT613 перед аналогічним за призначенням мікропроцесорним пристроєм диференціального захисту трансформатора RET 650 A01 фірми «ABB». Аналіз подано в табл. 5.11.

Таблиця 5.11 — Обґрунтування факторів конкурентоспроможності
Siemens 7UT613

№ п/п	Фактор конкурентоспроможності	Обґрунтування (наведення чинників, що роблять фактор для порівняння конкурентних проектів значущим)
1	Ціна та собівартість продукції	Не завищена, конкурентна ціна.
2	Технічне обслуговування	Міжнародна технічна допомога
3	Потреби клієнтів	Потреби клієнтів обумовлюють потенційну можливість впровадження даного продукту в проект
4	Показник якості	Вищий, ніж в аналогічному пристрої

Виходячи з вищезазначених факторів конкурентоспроможності (табл.11) проведено аналіз сильних та слабких сторін стартап-проекту в табл. 5.12.

Таблиця 5.12 1— Порівняльний аналіз сильних та слабких сторін
Siemens 7UT613

№ п/п	Фактор конкурентоспроможності	Бали 1-20	Рейтинг товарів-конкурентів у порівнянні з Siemens 7UT613						
			-3	-2	-1	0	+1	+2	+3
1	Ціна та собівартість продукції	17						+	
2	Технічне обслуговування	16						+	
3	Потреби клієнтів	10					+		
4	Показник якості	17						+	

Порівняльний аналіз сильних та слабких сторін Siemens 7UT613 показав, що показник якості, а також ціна та собівартість продукції, технічне обслуговування, показники якості є сильними факторами конкурентоспроможності у порівнянні з ABB RET 650 A01

Вказаний в табл. 5.13 перелік слабких та сильних сторін, а також можливості та загрози потенційного товару є підґрунтям для формування його конкурентоспроможності.

Таблиця 5.13 — SWOT-аналіз стартапу

S (strength) – Сильні сторони	W (weaknesses) – Слабкі сторони
1. Високий показник якості. 2. Конкурентна ціна. 3. Висока надійність.	1. Час для встановлення та налаштування. 2. Залежність від коливання курсу валют.
O (opportunities) – Можливості	T (threats) – Загрози
1. Максимальна швидкодія 2. Значне підвищення тривалості безаварійної роботи	1. Поява нових конкурентів. 2. Збій імпорту комплектуючих.

Висновки

В даному розділі було розроблено стартап-проект, як спосіб модернізації релейного захисту підстанції «Політехнічна 110/10». Під час створення стартап-проекту було виконано наступні завдання: проведено аналіз потенційних техніко-економічних переваг, оцінено показники якості системи захисту трансформатора визначено сильні та слабкі характеристики стартап-проекту та фактори конкурентоспроможності, проведено SWOT-аналіз стартап-проекту.

В ході аналізу проведеного в розділі з розроблення стартап-проекту, можна зробити висновок, що перспективи використання пристрою Siemens 7UT613 на підстанції «Політехнічна» 110/10 є достатньо обґрунтовані передумови, такі як: вищий узагальнюючий показник якості, швидкодія пристрою, що дозволить підвищити тривалість безаварійної роботи, вартість та технічне обслуговування. Важливо також врахувати слабкі сторони та загрози, що полягають у можливості появи нових конкурентів, необхідності часу для імплементації проекту, ситуації на валютному ринку та ринку постачальників.

Переглянувши всі позитивні і негативні фактори для використання мікропроцесорного пристрою диференціального захисту трансформатора Siemens 7UT613 на підстанції «Політехнічна» 110/10 кВ, можна зробити висновок, що представлений стартап-проект є конкурентоспроможним та цілком доцільним для реалізації та застосування.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській дисертації представлений об'єкт енергосистеми, а саме понижуюча підстанція «Політехнічна» напругою 110/10 кВ.

Дисертація складається з п'ятих розділів, в які входять три основні розділи, розділу з охорони праці та стартап-проекту.

У першому розділі розглянута характеристика трансформаторної підстанції 110/10 кВ, розглядаємо основне обладнання підстанції та виконані розрахунки струмів короткого замикання. На основі отриманих розрахунків була проведена перевірка комутаційних пристроїв та обладнання підстанції. Дане обладнання відповідає всім вимогам та може використовуватися для підстанції «Політехнічна» напругою 110/10 кВ.

У другій частині розглядаються основні принципи призначення релейного захисту, який відповідає чотирьом основним вимогам: селективності, швидкодії, надійності та чутливості до пошкоджень. У даному розділі також зазначено види пошкоджень трансформаторів, види захисту трансформаторів, пристроїв атоматики трансформатора, що допоможе у виборі релейного захисту трансформатора даної підстанції.

В третьому розділі виконано вибір релейного захисту трансформатора, а саме обрано мікропроцесорний пристрій фірми Simens SIPROTEC 7UT613, який використовується для триобмоточних трансформаторах усіх класів напруги. Виконано розрахунок диференційного захисту силового трансформатора ТРДН-40000/110, виконаного на основі мікропроцесорного пристрою SIPROTEC 7UT613, розрахунок максимального струмового захисту.

Четвертий розділ стосується таких важливих питань, як захист життя, безпеки в надзвичайних ситуаціях та створення належних умов праці під час монтажу. Небезпечні та шкідливі фактори під час модернізації релейного захисту були проаналізовані та запроваджені шляхи запобігання даних факторів, а також дотримання правил безпеки та здоров'я персоналу. Також

було розраховано кабель, для підключення шафи релейного захисту до контуру захисного заземлення електричної підстанції.

В п'ятому розділі був розроблений стартап-проект, а саме проведено аналіз техніко-потенційних переваг мікропроцесорних пристроїв RET650 A01 фірми «ABB» з аналогічним пристроєм SIPROTEC 7UT613 фірми «Siemens». Отже, можна зробити висновок, що перспективи використання пристрою Siemens 7UT613 на підстанції «Політехнічна» 110/10 є достатньо обґрунтовані передумови, такі як: вищий узагальнюючий показник якості, швидкодія пристрою, що дозволить підвищити тривалість безаварійної роботи, вартість та технічне обслуговування.

У наш час релейний захист – економічно вигідний прилад, його ціна у декілька десятків, разів менша цін системи в цілому.

Завдяки розвитку промисловості релейний захист стає ще більш дешевим, та більш доступним.

ЛІТЕРАТУРА

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов, 3-е изд., перераб. и доп.- М.: Энергоатомиздат, 1987.-648с.
2. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М.: Издательский центр –Академия, 2004. – 448 с.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов М., «Энергия», 1975. 704 с.
4. Справочник по проектированию электрических сетей. Под редакцией Д. Л. Файбисовича. – М: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005 – 320 с.
5. Федосеев А. М. Релейная защита электро-энергетических систем. — М.: –Энергия, 1976. — 560 с.
6. Чернобровов Н. В. Релейная защита. — 4-е изд. — М.: –Энергия, 1974.— 680 с.
7. Шабад М.А Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Изд. 2-е, перераб. и доп. - Л.: –Энергия, 1976. -288с.
8. 7UT613/63 v.4.0 Дифференциальная защита - Руководство по эксплуатации
9. 7SJ46 v.4.0 Максимальная токовая защита - Руководство по эксплуатации
10. Посилання на обладнання компанії SIEMENS. URL: <https://mall.industry.siemens.com/mall/ru/ru/Catalog/Product/?mlfb=7UT6135-5EB91-1AA0+L0D>.
11. Посилання на технічні характеристики трансформатор ТРДН-40000/110-75У1 URL: <http://bemz.by/electro/transformers/89-trdn40000.html>
12. Посилання при виборі засобів індивідуального захисту URL: <https://leg.co.ua/knigi/pravila/pravila-ekspluataciyi-elektrozahisnih-zasobiv-5.html>
13. Закон України «Про охорону праці» посилання: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12#Text>.
14. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Вид. офіц. Київ: Держнагляд охорон прац, 1998.

- 15.Правила охорони праці під час вантажнорозвантажувальних робіт. Вид. офіц. Київ: Держнаглядохоронпраці, 2007.
- 16.Третьякова Л.Д., Литвиненко Г.Є. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування: навчальний посібник. Київ: Лібра, 2008.
- 17.Правила улаштування електроустановок (ПУЕ-2018). Вид. офіц. Харків: Форт, 2018. 458 с
- 18.Розроблення стартап-проекту [Електронний ресурс] : Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. ред. О.А. Гавриша. – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 28 с.
- 19.Интеллектуальное электронное устройство защиты трансформатора RET670. Техническое справочное руководство. ООО «АББ0020Силовые и Автоматизированные Системы», 2011.
- 20.ABB концерн. Каталог продукции. - <http://www.abb.ru/ProductGuide/>